

Caracterización de las ofertas de las unidades de generación del mercado eléctrico español

Proyecto Fin de Carrera – Ingeniería Industrial

Juan Francisco González Jiménez

Tutor: Carlos Ruiz Mora, Departamento de estadística UC3M



Universidad
Carlos III de Madrid



Dedicado a mi familia, sobre todo a mis abuelos, tíos, primos, cuñados, etc. Y a todas las personas que me han apoyado tanto en estos años de estudio, sin vosotros nunca habría llegado hasta aquí.

A Carlos Ruíz Mora, tutor de este proyecto, por ayudarme y dedicar tantas horas.

Al equipo de desarrollo de negocio de Gas Natural Fenosa, por todo lo que me habéis enseñado.

Pero en especial, dedicado a mis padres, a mi hermana y a Lucía. Es vuestra fuerza, ánimo y apoyo lo que me ha hecho seguir y luchar cada día. Siempre os estaré agradecido. Os quiero.

Índice

Índice	3
1. Introducción al Mercado Eléctrico	5
1.1 El Mercado Diario	5
1.1.1 <i>Unidades de Oferta:</i>	5
1.1.2 <i>Presentación de Ofertas:</i>	6
1.1.3 <i>Proceso de Casación de Ofertas:</i>	7
2. Descripción del Entorno/Empresa	10
3. Planteamiento del Problema:	13
3.1 Centrales de Ciclo Combinado	13
3.2 Centrales Térmicas	14
3.3 Objetivos del Proyecto	14
4. Resumen de las Técnicas y Herramientas Estadísticas Utilizadas	15
4.1 El Modelo de Regresión Lineal	15
4.1.1 <i>Definición</i>	15
4.1.2 <i>Notación y Desarrollo</i>	15
4.1.3 <i>Errores</i>	17
4.2 Análisis de Clúster	18
4.3 Percentiles	20
4.4 Lenguaje de Programación R	21
4.4.1 <i>Tipos de Datos en R</i>	21
4.4.2 <i>Algunas Funciones de R</i>	22
4.4.3 <i>Ejemplo de función en R</i>	24
5. Desarrollo del Problema	26
5.1 Relación de los Precios Ofertados por Ciclos Combinados con el Precio del Petróleo y el Precio del Gas	29
5.1.1 <i>Estudio de la Unidad de Generación de San Roque 1</i>	29
5.1.2 <i>Estudio de la Unidad de Generación de Besós 3</i>	32
5.2 Relación de los Precios Ofertados por las Centrales Térmicas con el precio del carbón	35
5.2.1 <i>Estudio de la Unidad de Generación de La Robla</i>	35
5.2.2 <i>Estudio de la Unidad de Generación de Puentes de García Rodríguez 1</i>	36
5.3 Estudio de las Centrales Térmicas que usan Carbones Internacionales	38
5.3.1 <i>Estudio Detallado de las Ofertas de los Años 2009 – 2012</i>	48

5.5 Análisis de Clúster:	56
5.5.1 <i>Análisis de Clúster para las Ofertas de las Centrales Térmicas</i>	56
5.5.2 <i>Análisis de Clúster para las Ofertas de las Centrales de Ciclo Combinado</i>	62
5.5.3 <i>Distribución Horaria de los Tipos de Ofertas</i>	65
5.5.4 <i>Conclusiones del Análisis Horario</i>	74
6. Conclusiones y Líneas de Investigación Futuras.....	76
6.1 Conclusiones.....	76
6.1.1 <i>Relación del Precio Ofertado por las Centrales de Ciclo Combinado y las Centrales Térmicas con el Precio del Gas, del Petróleo y de las Emisiones CO2</i>	76
6.1.2 <i>Agrupación de las Ofertas de las Centrales Térmicas y de las Centrales de Ciclo Combinado</i>	76
6.1.3 <i>Caracterización de las Ofertas de las Centrales Térmicas y de las Centrales de Ciclo Combinado</i>	77
6.2 Líneas de Investigación Futuras	79
7. Anexos	80
8. Bibliografía:	119

1. Introducción al Mercado Eléctrico

En una primera aproximación, podemos definir el mercado eléctrico como aquel mercado en el que los generadores ofertan la electricidad que están dispuestas a producir en un horizonte temporal concreto en función del precio que se les vaya a pagar por ella. En dicho mercado, los compradores lanzan también sus ofertas de compra de esa electricidad, alcanzándose un precio (*precio marginal de la energía*) al que será pagada *toda* la energía que se produzca como resultado de esa casación en el horizonte temporal considerado. De esta forma se consigue, a priori, que se iguale la generación a la demanda, pues solo producirán electricidad los generadores que hayan conseguido un comprador para su electricidad. En concreto, el mercado tipo “pool” es el mercado donde los generadores lanzan sus ofertas y los compradores sus demandas para cada hora del día siguiente (*mercado diario*), divididas a su vez en hasta 25 bloques en cada hora. Normalmente, los generadores ofertan a precio 0 su “mínimo técnico”, para así asegurarse que ese mínimo que la central debe producir (por diferentes causas, específicas de cada unidad o tipo de tecnología) sea aceptado en la *casación*. El resto de su capacidad disponible se ofertará en bloques crecientes en precio. Estos precios dependen de multitud de variables, que serán objeto de estudio en este proyecto. Como resultado de este proceso se obtiene el Programa Diario Viable Definitivo.

Además del mercado diario, existe el *mercado intradiario*, que tiene por objeto satisfacer, mediante la presentación de nuevas ofertas de venta y compra de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los posibles desajustes sobre el Programa Diario Viable Definitivo. Conjuntamente, existen mercados secundarios capaces de arreglar los desajustes del mercado intradiario.

A continuación se explicará con mayor detalle el mercado diario ya que el mercado intradiario y los mercados secundarios no serán estudiados este proyecto.

1.1 El Mercado Diario

El mercado diario español tiene por objeto determinar las transacciones de energía para el día siguiente mediante la casación de ofertas de venta y compra de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado.

1.1.1 Unidades de Oferta:

Los generadores en el mercado presentarán sus ofertas al operador del mercado y estas serán incluidas en un procedimiento de casación, teniendo efectos para el horizonte temporal de programación correspondiente al día siguiente. Las ofertas serán para cada una de las 24 horas (23 o 25 en caso de cambio del horario de verano al de invierno o viceversa). Todas las unidades con potencias instaladas mayores de 50 MW deberán presentar sus ofertas para el mercado diario. Las unidades con potencia menor de 50 MW pueden

ofertar cuando estimen oportuno, así como los productores en régimen especial con su energía excedente. También podrán presentar ofertas los agentes comercializadores extranjeros autorizados a ello.

Los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica son los comercializadores, los consumidores directos y los comercializadores de último recurso. Los compradores podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario, siempre y cuando figuren inscritos en el Registro correspondiente.

Se pueden consultar la lista de agentes y la de unidades inscritas en las direcciones:

<http://www.omie.es/inicio/informacion-de-agentes/miembros-del-mercado>
<http://www.omie.es/inicio/informacion-de-agentes/miembros-del-mercado/lista-de-unidades>

1.1.2 Presentación de Ofertas:

Las ofertas de compra y venta podrán realizarse considerando de 1 a 25 tramos en cada hora, en cada uno de los cuales se oferta energía y precio de la misma, siendo creciente el precio de cada tramo en el caso de las ventas (se suponen costes marginales de producción crecientes) y decreciente en el caso de las compras (se esperan utilidades marginales decrecientes).

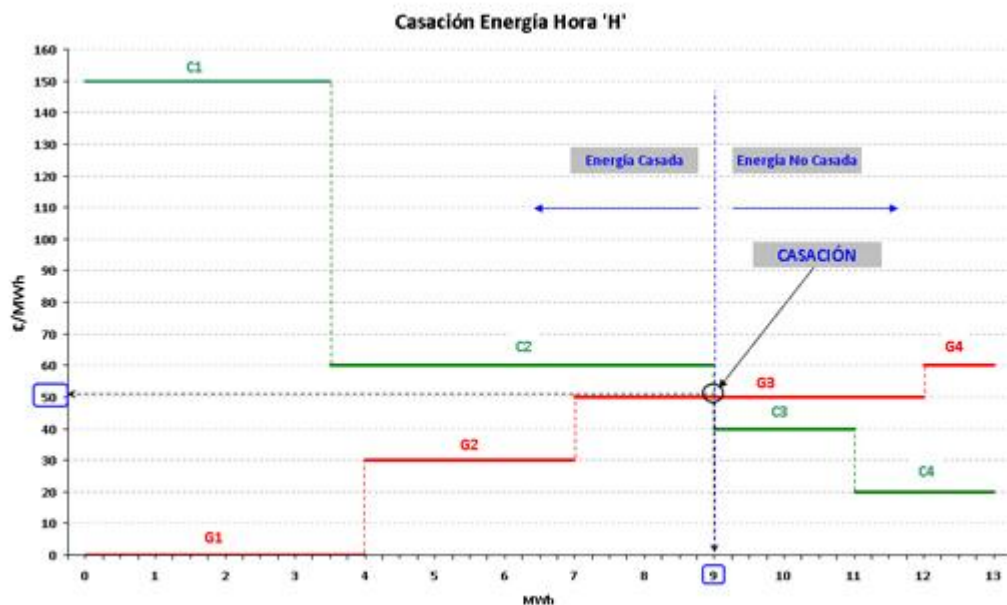


Figura (1.1)

Ejemplo simplificado de ofertas de compra y venta de energía

Las ofertas económicas de venta de los generadores pueden además incorporar una serie de restricciones, que son:

- Rampas o gradientes de carga – Diferencia máxima o mínima entre la potencia generada al inicio de la hora y la misma al final de la hora.
- Ingresos mínimos –La unidad de producción no participará en el resultado de la casación del día si no obtiene, para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad fija más una remuneración variable por cada kW casado.
- Parada programada – Permite que si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, realice una parada programada en un tiempo máximo de 3 horas
- Condición de indivisibilidad – Permite fijar en el primer tramos de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. Este valor solo puede ser dividido por la aplicación de los gradientes de carga declarados por el mismo agente.

1.1.3 Proceso de Casación de Ofertas:

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas económicas de compra y venta de energía eléctrica (actualmente se realiza a las 12h) por el método de casación simple o compleja, según concurren o no ofertas simples y complejas.

Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía, de 1 a 5 tramos, que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de venta o de adquisición de la que sean titulares. Estas ofertas simples expresan un precio y una cantidad de energía, siendo el precio creciente en cada tramo.

Las ofertas de venta que incluyen condiciones complejas son aquellas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las simples, incorporan alguna (o todas) de las condiciones complejas, que son:

1. Gradiente de carga
2. Ingresos mínimos
3. Aceptación completa en la casación del primer tramo de la oferta de venta
4. Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del primer tramo de la oferta de venta
5. Energía máxima

Existen dos tipos de casación de las ofertas, dependiendo de si éstas incluyen o no condiciones complejas. Estos dos métodos de casación son:

- **Método de Casación Simple:**
Obtiene de manera directa, a partir de las ofertas simples, el precio marginal y el volumen de energía eléctrica que corresponda a cada unidad de adquisición y de producción para cada periodo horario programado.
- **Método de Casación Complejo:**
Obtiene el resultado a partir de la casación simple, añadiendo las condiciones de indivisibilidad y de gradiente de carga (casación simple-condicionada). Mediante un proceso iterativo, se ejecutan varias casaciones simples hasta que se obtiene una en la que se cumplen también las condiciones de ingresos mínimos y de parada programada, obteniendo así una primera solución final provisional. Este proceso se realiza considerando capacidades ilimitadas en las interconexiones internacionales. A continuación se realiza un nuevo proceso iterativo hasta que se obtiene la primera solución final definitiva. Si se produce congestión en la interconexión de los sistemas eléctricos español y portugués, se realiza una separación de mercados (Market Splitting) y se obtiene un precio diferente en cada una de las 2 zonas del mercado ibérico (Portugal y España).

Un ejemplo de curva de oferta y demanda agregada puede observarse en la siguiente figura, obtenida de correspondiente al 23 de Octubre del 2013 a las 20h.

Estas curvas pueden consultarse *en tiempo real* en la siguiente dirección:

<http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>

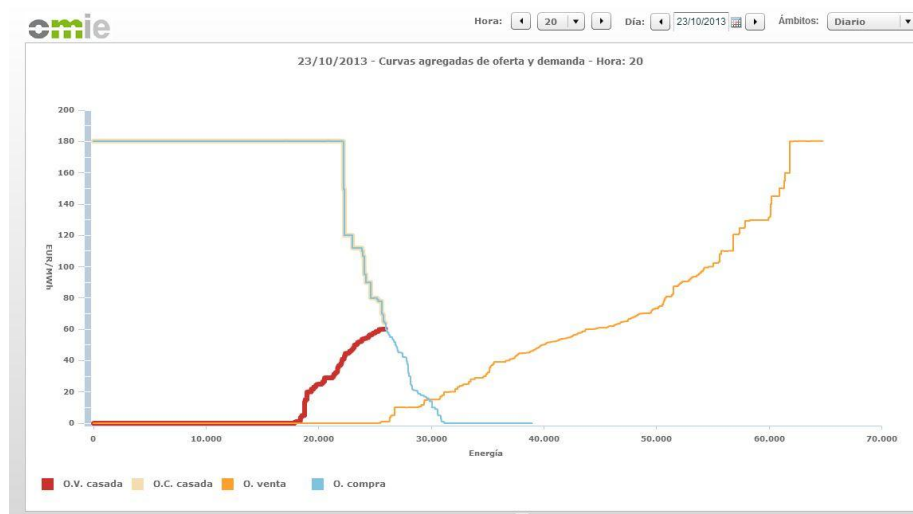


Figura (1.2)

Visualización de las curvas de oferta y demanda
agregada en tiempo real

El precio en cada periodo horario será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para satisfacer la demanda agregada.

De esta forma, se obtiene el programa diario, con desglose horario, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema ibérico.

2. Descripción del Entorno/Empresa

Este proyecto se ha realizado durante unas prácticas en el departamento de estrategia y gestión portfolio de Gas Natural Fenosa, en las oficinas centrales de la empresa en Madrid.

Gas Natural Fenosa es una empresa multinacional del sector energético, cuyo principal objetivo es satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad teniendo siempre presente la eficiencia energética y la sostenibilidad.

La potencia total instalada de GNF es 15.5 GW, con un mix de generación bastante diverso, incluyendo unidades de generación térmicas, ciclos combinados y energías renovables, siendo su unidad con mayor potencia instalada una hidráulica, situada en el río Miño.

La compañía nació en 1843 con la creación de la Sociedad Catalana para el Alumbrado por Gas y creó la primera fábrica de gas y distribución pública de España, que permitió el primer alumbrado de gas a las calles y espacios públicos de Barcelona. Este servicio de alumbrado por gas fue en Barcelona el primer servicio público, y llegó a la ciudad condal 25 años antes que la distribución de agua.

Durante los 170 años transcurridos desde entonces, incrementó su tamaño gracias a un importante crecimiento orgánico y a las fusiones con otras empresas, todas ellas centradas en ofrecer a los ciudadanos servicios esenciales.

A lo largo de su historia, la compañía ha sido pionera en España en distintos momentos y en diferentes sectores de actividad. Por ejemplo:

- A mediados del siglo XIX, introdujo el gas manufacturado en el sistema energético y en 1969 revolucionó el sector con el gas natural.
- En la década de los '60, construyó la primera central nuclear española (la Central Nuclear de José Cabrera, en Guadalajara).
- En la década de los '90, construyó en Toledo la primera central solar fotovoltaica mayor de 1 MW de Europa.

En 2009, Gas Natural, con la adquisición de Unión Fenosa, logró un objetivo estratégico que ha marcado un hito en el mercado: crear el primer grupo integrado de gas y electricidad de España. Un grupo con larga experiencia en el sector energético y capaz de competir de forma eficiente en unos mercados sometidos a un proceso de constante integración, globalización y aumento de la competencia. Actualmente, el crecimiento internacional de la compañía está centrado fundamentalmente en Latinoamérica, con proyectos en Argentina, Brasil, México, etc.

Las principales líneas de negocio de esta empresa son:

Negocio de gas:

Las líneas estratégicas del plan se centran en la internacionalización de la comercialización y en el desarrollo de infraestructuras, aprovechando la posición actual de la compañía en las cuencas mediterránea y atlántica.

En gas, GNF es líder en el mercado de distribución español, donde lleva el gas natural a más de 1.000 municipios en nueve comunidades autónomas, superando los 5 millones de clientes.

Gas Natural Distribución es responsable de la expansión, la operación y el mantenimiento de una red de distribución de gas en España de más de 44.000 Km. y a la que están conectados más de 5,2 millones de consumidores. Esta red permite que las comercializadoras puedan hacer llegar a los consumidores finales el gas en las condiciones más adecuadas.

Negocio eléctrico

GNF centra sus prioridades en culminar proyectos de generación ya iniciados, potenciar la comercialización para hogares y negocios y de servicios energéticos y en fortalecer el negocio de comercialización para grandes clientes.

La distribución de electricidad de GNF en Europa está concentrada en Moldavia y en España, donde es el tercer operador con cerca de cuatro millones de clientes.

Fortalezas del grupo:

- Ser un operador *best in class* en la distribución y venta de energía.
- Tener un parque de generación eficiente y diversificado, que permite gestionar de manera competitiva los recursos naturales de que dispone.
- Tener un sólido posicionamiento internacional, donde existen amplias perspectivas de desarrollo.
- Contar con un equipo humano comprometido y con gran experiencia en el negocio.

A continuación, se muestran las centrales de generación de las que Gas Natural Fenosa es propietaria al 100%, así como su potencia instalada (tabla 1.1). La primera columna muestra el código representativo de cada central, pudiendo consultarse su equivalencia en las direcciones web indicadas en la última página de este proyecto. La segunda columna indica el tipo de tecnología utilizada, siendo:

CN – Carbón Nacional
CI – Carbón Importado
FUEL – Fuel

NUC – Nuclear
CCGT – Ciclo Combinado
FUEL + GAS – Fuel y Gas

HID - Hidráulica
UFBG – Bombeo Generación

La tercera columna incluye la potencia instalada en cada una de las centrales.

Unidades	TECNOLOGÍA	MW
ACE4	CCGT	372,6
ARRU1_GNF	CCGT	394,6
ARRU2_GNF	CCGT	390,0
BES4	CCGT	399,7
CTGN1	CCGT	418,2
CTGN2	CCGT	417,8
CTGN3	CCGT	412,7
MALA1	CCGT	403,7
MEI1	CI	542,3
NRC1	CI	51,8
NRC2	CI	154,3
NRC3	CN	347,5
PALOS1	CCGT	386,7
PALOS2	CCGT	389,1
PALOS3	CCGT	391,0

Unidades	TECNOLOGÍA	MW
PBCN1	CCGT	434,8
PBCN2	CCGT	431,4
ROB1	CI	264,0
ROB2	CN	355,1
SAGU1	CCGT	409,7
SAGU2	CCGT	411,8
SAGU3	CCGT	410,6
SBO1	FUEL	115,5
SBO2	FUEL	330,0
SBO3	CCGT	391,3
SROQ1	CCGT	389,8
UFBG	BGE	214,8
UFGC	HID	389,3
UFMI	HID	885,4
UFTA	HID	360,8

Tabla (1.1)

Centrales de generación de las que Gas Natural Fenosa es propietaria al 100%

Por otro lado, las unidades en las que GNF comparte la propiedad con otras empresas, así como dicho porcentaje, se muestran en la tabla (1.2):

Unidades	TECNOLOGÍA	MW	Porcentaje
ALL1	CN	346,8	67%
ACE1	FUEL+GAS	301,0	50%
ACE2	FUEL	301,9	50%
CAMGI10	CCGT	392,6	50%
CAMGI20	CCGT	387,9	50%
TRL1	NUC	1.003,4	35%
ALZ1	NUC	944,4	11%

Tabla (1.2)

Centrales de generación de las que Gas Natural Fenosa no es propietaria al 100%

3. Planteamiento del Problema:

Este proyecto forma parte de uno más complejo, que puede resumirse como:

“Gas Natural Fenosa, una de las principales compañías eléctricas españolas, está realizando un estudio de las ofertas de los generadores, tanto suyos como de la competencia, en el mercado eléctrico diario, con el objetivo de crear un modelo que reproduzca el comportamiento de dichas ofertas, buscando su relación con diferentes variables (tipo de energía, precio del gas, precio del barril de petróleo, horas del día, etc), para así poder predecir comportamientos futuros y adaptar la oferta de sus unidades y optimizarla.”

Este proyecto analiza algunas unidades de generación representativas, buscando una caracterización de sus ofertas tal que sea suficiente para poder crear posteriormente un modelo que reproduzca su comportamiento. Los datos de entrada son los de sus curvas PBC (Programa Base de Casación) publicados en la página web de OMEL (Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A.).

Se consideran ejemplos de centrales de diferentes tipos de energía:

- Ciclos Combinados:
- Térmicas (Carbón nacional)
- Térmicas (Carbón internacional)

A continuación se procede a describir el funcionamiento de estos 3 tipos de centrales:

3.1 Centrales de Ciclo Combinado

Se denomina Ciclo Combinado a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema de generación, uno de ellos utiliza como fluido de trabajo el vapor de agua (ciclo Rankine) y el otro un gas (gas natural) producto de una combustión interna (ciclo Brayton).

Una de las primeras ideas de las que se partirá en este proyecto es asumir que el precio de la energía ofertada en este tipo de unidades estará fuertemente influido por el precio que pague por el gas natural utilizado. Podemos suponer, sin alejarnos de la realidad, un rendimiento energético del 50%. De esta forma, la primera aproximación de los costes de generación de este tipo de unidades sería:

$$\text{Precio ofertado (€/MWh)} = \frac{\text{Precio (Gas Natural)}}{0.5} = \frac{\text{Precio (Gas Natural)}}{0.5}$$

A partir del 27/6/2005, las unidades que emiten CO₂ a la atmósfera deben pagar una cantidad fija por cada tonelada de CO₂ emitida. En los ciclos combinados, esta cantidad

podemos aproximarla a 0.365 Toneladas de CO₂ por cada MWh generado. Los datos de costes de las emisiones de CO₂ diarios pueden consultarse en el Anexo 1.

De esta forma, es inmediato pensar en cambiar la función con la que buscamos aproximar el precio ofertado, siendo ahora:

$$\text{Precio ofertado (€/MWh)} = \frac{\text{Precio (GN)}}{0.5} + 0.365 \cdot \text{energía} \cdot \text{Precio(CO}_2\text{)}$$

Como ejemplo de este tipo de unidades tomaremos “San Roque 1” de Gas Natural Fenosa y “Besós 3” de Endesa.

3.2 Centrales Térmicas

Una central térmica es una instalación en la que la generación de energía eléctrica se realiza a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente por la combustión de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo o el gas natural. Por la combustión se emiten mayores cantidades de CO₂ que en el caso de los ciclos combinados, pudiendo aproximarse en este caso a 0.95 Toneladas de CO₂ por cada MWh generado.

Son consideradas las centrales más económicas y rentables, pero tienen el grave problema de su elevado impacto ambiental. Su utilización está muy extendida en el mundo, pero en los últimos años van perdiendo importancia a favor de las energía más limpias. El rendimiento energético de este tipo de centrales es, aproximadamente, del 30%.

La función que trataremos de aproximar es:

$$\text{Precio ofertado (€/MWh)} = \frac{\text{Precio (Carbón)}}{0.3} + 0.95 \cdot \text{energía} \cdot \text{Precio(CO}_2\text{)}$$

Como ejemplo de este tipo de unidades tomamos “Robla 2” de Gas Natural Fenosa y “PGR1” de Iberdrola.

3.3 Objetivos del Proyecto

Este proyecto tiene dos objetivos principales:

1. Entender cómo ofertan las unidades de generación
2. Caracterizar dichas ofertas

La mayor parte del proyecto se centra en el primero de los dos objetivos ya que una vez estudiado y entendido dicho comportamiento, la caracterización consiste en modelarlo detalladamente.

4. Resumen de las Técnicas y Herramientas Estadísticas Utilizadas

4.1 El Modelo de Regresión Lineal

4.1.1 Definición

Es frecuente encontrarnos con situaciones en las que se cuenta con observaciones de diversas variables, y es razonable pensar en una relación entre algunas de ellas. El poder determinar esta relación y obtener una expresión matemática para ella es de sumo interés ya que nos permitirá predecir los valores previstos de una variable conociendo los valores de las demás, además de permitirnos responder con criterio estadístico a cuestiones acerca de la relación de una variable sobre otras.

Es importante destacar que el ajuste de un modelo de regresión no se limitará a analizar la relación entre 2 variables, en general buscaremos relaciones del tipo:

$$Y = f(X_1, X_2, \dots, X_{p-1}) + \varepsilon$$

Relacionando de manera aproximada los valores de Y con los que toman las otras variables X_1, X_2, \dots, X_p .

Cabe destacar que aislar una variable Y al lado izquierdo y escribirla en función de otras más una perturbación aleatoria (ε) no prejuzga ninguna relación de causalidad en ningún sentido, solo planteamos la existencia de una posible relación que queremos investigar.

4.1.2 Notación y Desarrollo

Consideramos una variable aleatoria Y de la que suponemos que se genera así:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 \cdot X_1 + \dots + \beta_{p-1} \cdot X_{p-1} + \varepsilon \quad (4.1)$$

Siendo:

- $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_{p-1}$, parámetros fijos desconocidos.
- X_1, \dots, X_{p-1} , variables explicativas, cuyos valores son introducidos por el experimentador.
- ε , una variable aleatoria inobservable.

La ecuación (4.1) indica que la variable aleatoria Y se genera como combinación lineal de las variables explicativas X_1, X_2, \dots , salvo en una perturbación aleatoria.

El problema que tratamos es el cálculo de los parámetros fijos $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_p$. Para dicho cálculo contamos con N observaciones de la variable aleatoria Y , y de los correspondientes valores de las variables explicativas X_i . La muestra nos permitirá escribir N igualdades del tipo:

$$\begin{cases} y_1 = \beta_0 + \beta_1 \cdot x_{1,1} + \beta_2 \cdot x_{1,2} + \dots + \beta_{p-1} \cdot x_{1,p-1} + \varepsilon \\ y_2 = \beta_0 + \beta_1 \cdot x_{2,1} + \beta_2 \cdot x_{2,2} + \dots + \beta_{p-1} \cdot x_{2,p-1} + \varepsilon \\ \vdots \\ y_N = \beta_0 + \beta_1 \cdot x_{N,1} + \beta_2 \cdot x_{N,2} + \dots + \beta_{p-1} \cdot x_{N,p-1} + \varepsilon \end{cases}$$

Que expresado en forma matricial sería:

$$y = X \cdot \beta + \varepsilon$$

Siendo:

- y el vector ($N \times 1$) de observaciones de la variable aleatoria Y .
- X la matriz ($N \times p$) de valores de las variables explicativas. Su elemento x_{ij} denota el valor que la j -ésima variable explicativa toma en la i -ésima observación.
- β el vector de parámetros ($\beta_0, \dots, \beta_{p-1}$).
- ε el vector $N \times 1$ de valores de la perturbación aleatoria ε .

Se denomina error o residuo a la diferencia entre el valor observado de la variable endógena y el ajustado, es decir:

$$\varepsilon = y - X \cdot \beta$$

Siendo en este caso:

- β – Vector de estimadores de los parámetros
- ε – Vector de residuos

La estimación de los valores de ($\beta_0, \dots, \beta_{p-1}$) se llevará a cabo usando el *Criterio Mínimo Cuadrático Ordinario (MCO)*, en el que el vector β es óptimo si $||y - X \cdot \beta||^2$ es mínimo, siendo $|| \cdot ||$ la norma euclídea.

Para el caso de la regresión lineal del tipo:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 \cdot X$$

Los valores de β_0 y β_1 serían:

$$\beta_1 = \frac{\sum X_i \sum Y_i - n \cdot \sum X \cdot Y}{(\sum X)^2 - n \cdot \sum X^2}$$

$$\beta_0 = \bar{y} - \beta_1 \cdot \bar{x}$$

4.1.3 Errores

4.1.3.1 Error Residual

El error estándar de estimación representado por el símbolo S_{yx} mide la dispersión de los valores observados alrededor de la línea de regresión. El resultado, para la regresión simple, se obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$S_{yx} = \sqrt{\frac{\sum y^2 - \beta_0(\sum y) - \beta_1(\sum xy)}{n-2}} \quad \text{Siendo: } \begin{cases} n: \text{Número de la muestra.} \\ x: \text{Total de x.} \\ y: \text{Total de y.} \\ \beta_0: \text{Ordenada de y en la muestra} \\ \beta_1: \text{Pendiente de la muestra} \end{cases}$$

4.1.3.2 Error R^2

El coeficiente R^2 también es conocido como el coeficiente de determinación.

El coeficiente de determinación es la principal forma en que podemos medir la extensión, o fuerza de asociación que existe entre dos variables, X e Y. Puesto que hemos desarrollado una muestra de puntos para desarrollar las líneas de regresión, nos referimos a esta medida como el coeficiente de determinación de la muestra.

El coeficiente de determinación de la muestra se desarrolla de la relación entre dos tipos de variación: la variación de los valores Y en conjunto de los datos alrededor de la línea de regresión ajustada y su propia media.

Una correlación perfecta es aquella en que todos los valores de Y caen en la línea de estimación, por lo tanto el coeficiente de determinación es 1. Cuando el valor del coeficiente de determinación es 0 quiere decir que no hay correlación entre las dos variables.

4.2 Análisis de Clúster

El Análisis de Clúster (o análisis de conglomerados) es una técnica de análisis exploratorio de datos para resolver problemas de clasificación. Su objetivo consiste en ordenar objetos (personas, cosas, animales, plantas, variables, etc.) en grupos (conglomerados o clúster) de forma que el grado de asociación/similitud entre miembros del mismo clúster sea más fuerte que el grado de asociación/similitud entre miembros de diferentes clúster. Cada clúster se describe como la clase a la que sus miembros pertenecen.

El análisis de clúster es un método que permite descubrir asociaciones y estructuras en los datos que no son evidentes a priori pero que pueden ser útiles una vez que se han encontrado. Los resultados de un Análisis de Clúster pueden contribuir a la definición formal de un esquema de clasificación tal como una taxonomía para un conjunto de objetos, a sugerir modelos estadísticos para describir poblaciones, a asignar nuevos individuos a las clases para diagnóstico e identificación, etc.

Podemos encontrarnos dos tipos fundamentales de métodos de clasificación: Jerárquicos y No Jerárquicos. En los primeros, la clasificación resultante tiene un número creciente de clases anidadas mientras que en el segundo las clases no son anidadas.

Los métodos pueden dividirse en aglomerativos y divisivos. En los primeros se parte de tantas clases como objetos tengamos que clasificar y en pasos sucesivos vamos obteniendo clases de objetos similares, mientras que en los segundos se parte de una única clase formada por todos los objetos, que se va dividiendo en clases sucesivamente.

Los pasos que se siguen para una clasificación jerárquica son:

- 1) Decidir qué datos tomamos para cada uno de los casos.
 - 2) Elegir una medida de la distancia entre los objetos a clasificar, que serán los clúster o clases iniciales.
 - 3) Buscar qué clúster son más similares.
 - 4) Juntamos estos dos clúster en un nuevo clúster que tenga al menos 2 objetos, de forma que el número de clúster decrece en una unidad.
 - 5) Calcular la distancia entre este nuevo clúster y el resto.
- Los distintos métodos o algoritmos dependen del método utilizado en este paso para calcular la distancia entre clúster. Es necesario resaltar, que los distintos métodos para el cálculo de las distancias entre clúster producen distintas clasificaciones, por lo que no existe una clasificación única.
- 6) Repetir desde el paso 3 hasta que todos los objetos estén en un único clúster.

Un dendograma es una representación gráfica en forma de árbol que resume el proceso de agrupación en un análisis de clúster. Los objetos similares se conectan mediante enlaces cuya posición en el diagrama está determinada por el nivel de similitud/disimilitud entre los objetos.

Un ejemplo de cómo quedaría un dendograma se presenta en la figura (4.1):

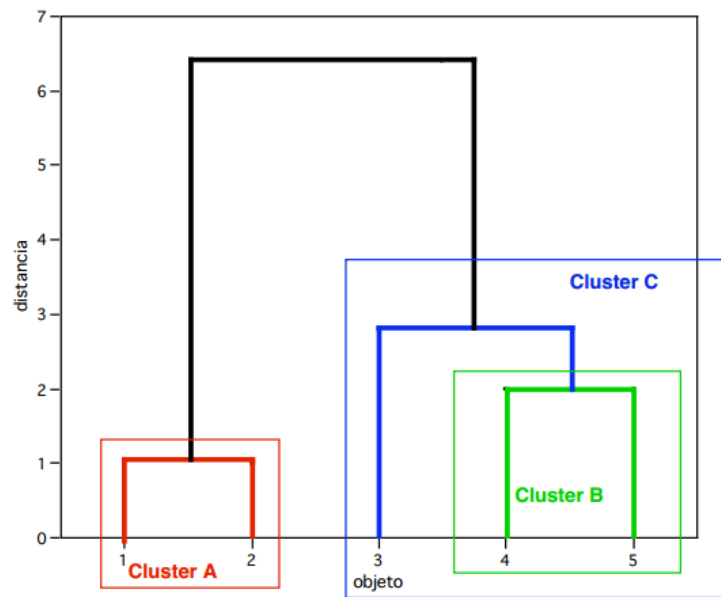


Figura (4.1)
Ejemplo de dendograma

La decisión sobre el número óptimo de clúster es subjetiva, especialmente cuando se incrementa el número de objetos ya que si se seleccionan demasiado pocos, los clúster resultantes son heterogéneos y artificiales, mientras que si se seleccionan demasiados, la interpretación de los mismos suele ser complicada.

El algoritmo utilizado va a ser el “*algoritmo de las K-medias*”, que es uno de los métodos de Clúster iterativos descendentes más populares. Está destinado a situaciones en las cuales todas las variables son cuantitativas, y la medida de distancia utilizada es la cuadrática Euclidea. El análisis de clúster por K-medias prescribe un criterio de cómo partir un conjunto de puntos en K-grupos.

Dado un conjunto de observaciones (x_1, x_2, \dots, x_n) , donde cada observación es un vector real de *dimensión* d , el algoritmo k -medias construye una partición de las observaciones en k conjuntos $S = \{S_1, S_2, \dots, S_k\}$.

A fin de minimizar la suma de los cuadrados dentro de cada grupo:

$$\arg \min \sum_{i=1}^k \sum_{x_j \in S_i} \|x_j - \mu_i\|^2$$

Donde μ_i es la media de puntos en S_i .

4.3 Percentiles

Es una medida de posición no central que nos dice cómo está posicionado un valor respecto al total de una muestra.

Indica el valor debajo del cual se encuentra un porcentaje dado de observaciones en un grupo de observaciones. Por ejemplo, el percentil 20 es el valor debajo del cual se encuentran el 20% de las observaciones.

Se representan con la letra P. Para el percentil i-ésimo, donde la i toma valores del 1 al 99. El i % de la muestra son valores menores que él y el 100-i % restante son mayores.

Su relación con los cuartiles es:

Q_1	P_{25}
Q_2	P_{50} (Mediana)
Q_3	P_{75}

Un método para establecer un percentil sería el siguiente:

$$X = \frac{n \cdot i}{100} \quad \left\{ \begin{array}{l} n: \text{número de elementos de la muestra} \\ i: \text{percentil.} \end{array} \right.$$

El resultado de realizar esta operación es un número real con parte entera E y parte decimal D.

Teniendo en cuenta estos dos valores, aplicamos la siguiente función:

$$P_i = \begin{cases} \text{elemento}(E + 1) & \text{Para } D \neq 0 \\ \frac{\text{elemento}(E) + \text{elemento}(E + 1)}{2} & \text{Para } D = 0 \end{cases}$$

Esta última operación brinda el valor del percentil pedido.

4.4 Lenguaje de Programación R

R es un lenguaje y entorno de programación para análisis estadístico y gráfico.

Se trata de un proyecto de Software libre, resultado de la implementación GNU del premiado lenguaje S. R y S-Plus (versión comercial de S) son, probablemente, los dos lenguajes más utilizados en investigación por la comunidad estadística, siendo además muy populares en el campo de la investigación biomédica, la bioinformática y las matemáticas financieras. A esto contribuye la posibilidad de cargar diferentes bibliotecas o paquetes con finalidades específicas de cálculo o gráfico.

R se distribuye bajo la licencia GNU GPL y está disponible para los sistemas operativos Windows, Macintosh, Unix y GNU/Linux.

Este lenguaje proporciona un amplio abanico de herramientas estadísticas (modelos lineales y no lineales, test estadísticos, análisis de series temporales, algoritmos de clasificación y agrupamiento, etc.) y gráficas.

Al igual que S, se trata de un lenguaje de programación, lo que permite que los usuarios lo extiendan definiendo sus propias funciones. En la realización de este proyecto se han utilizado diversas funciones de R (`hcluster`, `kmeans`, `sort`,...) incluidas en diferentes bibliotecas (`cluster`, `plyr`, `graphics`, `maths`,...) integrándolas en funciones de elaboración propia.

Otra gran posibilidad de R es su uso como herramienta de cálculo matemático, teniendo una capacidad de cálculo semejante a Matlab. Esta funcionalidad de R se ha usado principalmente para trabajar con matrices, creando así filtros para los datos y consiguiendo seleccionar aquellos que nos interesan con una rapidez mayor que mediante el uso de subrutinas. Además, la gran capacidad gráfica de R ha permitido crear las figuras que se mostrarán a lo largo de todo el proyecto.

Como apoyo, especialmente en los primeros pasos del proyecto hasta que se ha logrado un mejor manejo del lenguaje, también se han usado R-Commander y R-Studio.

A continuación definiremos los tipos de datos que existen en R, las funciones más utilizadas durante la realización de este proyecto y un ejemplo de dos funciones de elaboración propia usadas en el desarrollo del mismo.

4.4.1 Tipos de Datos en R

1. Vector:

Tiene 2 argumentos, *mode* y *length*. Pueden ser vectores de tipo numérico, lógico o carácter dependiendo del argumento especificado en *mode*.

2. Factor:

Un factor incluye tanto los valores correspondientes a una variable categórica, como sus diferentes niveles.

3. Matriz:

Una matriz es realmente un vector con un atributo adicional, *dim* (dimensión), el cual a su vez es un vector numérico de longitud 2, que define el número de filas y de columnas de la matriz. Una matriz se puede crear con la función *matrix* y solo puede contener vectores numéricos.

4. Marco de datos (Data frame):

Es semejante a una matriz, pero los vectores en este caso no son obligatoriamente numéricos.

5. Lista:

Se crea de manera similar a un marco de datos y no existe ninguna limitación en el tipo de objetos que se pueden incluir.

6. Series de tiempo:

A partir de un vector o una matriz, podemos crear un objeto de clase *ts* (serie de tiempo), usando como datos el tiempo de la primera observación, el número de observaciones por unidad de tiempo, el tiempo de la última observación, etc.

7. Expresión:

Es una serie de caracteres que tiene sentido para R. Cuando se escribe un comando directamente en el teclado, éste es evaluado por R y ejecutado si es válido. En muchos casos, es útil construir una expresión sin evaluarla, esto lo hace la función *expression*. Las expresiones pueden usarse, entre otras cosas, para incluir ecuaciones en gráficos, títulos, etc. Una expresión se puede crear desde una variable de tipo carácter.

4.4.2 Algunas Funciones de R

A continuación se explicará la utilidad de algunas de las funciones de R más utilizadas en la elaboración de este proyecto, acompañadas de un ejemplo ilustrativo de sus resultados:

1. *sort*:

La función *sort(a)* ordena de menor a mayor los elementos del vector *a*, que se introduce como argumento de la función.

$$a = (1,4,7,2,3); \text{ sort}(a) = (1,2,3,4,7)$$

2. `sort_df`:

La función `sort_df(A,vars='nombre')` ordena la columna del data frame A llamada nombres (`A$nombres`) manteniendo las filas completas. Se entiende mejor observando el siguiente ejemplo:

Si tenemos:

$$A = \begin{pmatrix} 8 & 7 \\ 1 & 0 \end{pmatrix} \text{ y a la última columna le llamamos "orden"}$$

Ejecutamos y obtenemos:

$$\text{sort_df}(A, \text{vars} = \text{'orden'}) = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 8 & 7 \end{pmatrix}$$

3. `As.****`:

Convierte un tipo de dato en otro, cuando sean compatibles:

$$a = ("1", "2", "3"); \quad \text{as.numeric}(a) = (1, 2, 3)$$

4. `lm`:

Usada para calcular regresiones lineales:

El ejemplo:

$$\text{lm}(z \sim x + y, \text{data} = \text{df})$$

Nos calcula los parámetros de la regresión cuya fórmula es:

$$z = x + y$$

5. `Diff`: Crea un vector con las diferencias entre un elemento de un vector y el que le precede:

$$a = (2, 6, 8, 10); \quad \text{diff}(a) = (4, 2, 2); \quad \text{diff}(\text{diff}(a)) = (2, 0)$$

6. Funciones usadas para el cluster analysis (`hclus`, `kmeans`, etc.). Ver ejemplos en los apartados correspondientes del proyecto.

7. Funciones que grafican vectores ("`plot`"), matrices ("`matplot`"), etc. Se utilizará frecuentemente a lo largo del proyecto.

8. Funciones que devuelven parámetros estadísticos como la media ("`mean`"), la varianza ("`var`"), la mediana ("`median`"), la correlación ("`cor`"), etc.

4.4.3 Ejemplo de función en R

Para realizar este proyecto hemos implementado gran cantidad de funciones. A continuación se muestra el código de dos de las funciones creadas para la realización del estudio.

La primera función que se muestra obtiene y guarda en archivos de texto las tablas del punto 5.3. Para realizarlas, cargamos archivos de texto creados anteriormente por otras funciones. Para reducir el tiempo de ejecución, se ha tratado de utilizar el menor número de bucles posible, consiguiendo finalmente anidar solo un bucle para trabajar con cada una de las centrales y otro para cada uno de los años. A la función se entra con un vector llamado unidad que contiene los nombres de todas las centrales, en formato carácter. El código de esta función es:

```
dif.ciclos<-function(unidad)
{
  setwd("C:/Program files/R/curva pbc")
  preciogas<-read.table("fichero de precios del gas unidades correctas.txt");   precico2<-read.table("fichero de precios del co2 unidades correctas.txt")
  nombre<- as.character(2001:2013)
  tabla.horas.diferencia.N25<-matrix(0,13,56); tabla.horas.diferencia.N7<-matrix(0,13,56); tabla.horas.diferencia.0<-matrix(0,13,56); tabla.horas.diferencia.7<-matrix(0,13,56); tabla.horas.diferencia.25<-matrix(0,13,56)
  for (u in 1:length(unidad))
  {
    m.diferencias<-matrix(0,8784,13)
    contador=1
    for (año in 1:13)
    {
      unidad<-as.character(unidad); año<-as.numeric(año)
      setwd("C:/Program files/R/curva pbc/datos"); setwd(unidad[u])
      fichero<-dir()
      ficheros.txt<-c("2001.txt","2002.txt","2003.txt","2004.txt","2005.txt","2006.txt","2007.txt","2008.txt","2009.txt","2010.txt","2011.txt","2012.txt","2013.txt")
      setwd(fichero[año])
      precios<-read.table("precios.txt"); aux<-read.table(ficheros.txt[año])
      if(length(aux[,1])>1)
      {
        mw=30; pa<-precios[mw,]
        pgas<-preciogas[(1+8784*(año-1)):1+8784*año-1,1]; pco2<-precico2[(1+8784*(año-1)):1+8784*año-1,1]
        if (length(pa)>0)
        {
          m.300<-matrix(0,length(pa),3); m.300[,1]<-pa; m.300[,2]<-pgas; m.300[,3]<-pco2; df<-as.data.frame(m.300)
          names(df) <- c("reales", "gas", "CO2")
          if (año==13)
          {
            diferencia<-matrix(0,length(df[,1]),2)
            diferencia[,1]<-df$reales - df$gas - df$CO2*0.95; diferencia[,2]<-sort(diferencia[,1])
          }
          if (año==13)
          {
            a<-df$reales - df$gas - df$CO2*0.95
            b<-sort(a)
            a<-a[-(length(b)+1):length(a)]
            diferencia<-matrix(0,length(a),2)
            diferencia[,1]<-a; diferencia[,2]<-b
          }
          m<-matrix(1:2,2,1); layout(m)
          matplot(diferencia[,1],type="l",main="Diferencia cronológica. Precios reales y precio del gas+CO2",xlab="Tiempo (h)",ylab="Diferencia de precio (€)",ylim=c(-50,100))
          matplot(diferencia[,2],type="l",main="Función monótona creciente de la diferencia",ylab="Diferencia de precio (€)",ylim=c(-50,100))
          setwd("C:/Program Files/R/Curva pbc/ciclos combinados"); setwd(unidad[u])
          savePlot(nombre[contador],type="jpg")
          tabla.horas.diferencia.N25[año,u]<-length(diferencia[,2])[diferencia[,2]<-25])
          tabla.horas.diferencia.N7[año,u]<-length(diferencia[,2])[diferencia[,2]<-7])
          tabla.horas.diferencia.0[año,u]<-length(diferencia[,2])[diferencia[,2]<0])
          tabla.horas.diferencia.7[año,u]<-length(diferencia[,2])[diferencia[,2]<7])
          tabla.horas.diferencia.25[año,u]<-length(diferencia[,2])[diferencia[,2]<25])
          m.diferencias[1:length(diferencia[,2]),año]<-diferencia[,2]
          a<-m.diferencias[,año]; b<-a[a!=0]
          m.diferencias[,año][m.diferencias[,año]==0]<-b[length(b)]
          contador=contador+1
        }
        if (length(pa)==0) {print("No hay datos que cumplan los requisitos en este año")}
      }
      if(length(aux[,1])<2) { print("Datos no disponibles para ese año") }
    }
    setwd("C:/Program Files/R/Curva pbc/ciclos combinados"); setwd(unidad[u])
    df0<-as.data.frame(m.diferencias); names(df0)<-nombre; write.table(df0,"Diferencias de precio ofertado y costes para la unidad en 13 años.txt")
    m<-matrix(1,1,1); layout(m)
    matplot(df0,type="l",ylim=c(-50,100),xlab="Diferencias de precio (€)", ylab="Horas")
    savePlot("Superpuestas 13 años",type="jpg")
  }
  df1<-as.data.frame(tabla.horas.diferencia.N7); names(df1)<-unidad; df2<-as.data.frame(tabla.horas.diferencia.0); names(df2)<-unidad
  df3<-as.data.frame(tabla.horas.diferencia.7); names(df3)<-unidad; df4<-as.data.frame(tabla.horas.diferencia.25); names(df4)<-unidad
  df5<-as.data.frame(tabla.horas.diferencia.N25); names(df5)<-unidad
  setwd("C:/Program Files/R/Curva pbc/ciclos combinados")
  write.table(df1,"Tabla de número de horas en las que la diferencia entre la oferta y el precio del gas es mayor de -7.txt"); write.table(df2,"Tabla de número de horas en las que la diferencia entre la oferta y el precio del gas es mayor de 0.txt")
  write.table(df3,"Tabla de número de horas en las que la diferencia entre la oferta y el precio del gas es mayor de 7.txt"); write.table(df4,"Tabla de número de horas en las que la diferencia entre la oferta y el precio del gas es mayor de 25.txt")
  write.table(df5,"Tabla de número de horas en las que la diferencia entre la oferta y el precio del gas es mayor de -25.txt")
}
```

[illegible]

5. Desarrollo del Problema

Como en todo estudio que se realice, la primera fase consiste en la obtención y visualización de los datos. Las ofertas de todas las unidades de generación españolas podemos encontrarlas en la web de OMEL (Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., más información en <http://www.omelholding.es>).

Los datos con los que vamos a trabajar son los correspondientes a las ofertas de cada una de las unidades de generación españolas, pudiendo con ellos construir las curvas escalonadas PBC (ver introducción).

Una vez obtenidos los datos de todas las unidades de generación, procedemos a su estudio y clasificación.

Para la visualización de los datos de cada central, dividimos las ofertas en 40 bloques en función de su potencia, separados entre ellos por una cantidad fija y que depende de la potencia máxima de dicha central, siendo esta cantidad igual a la potencia máxima dividida entre 40. Representar las 8760 curvas de las 8760 horas del año haría que fuese imposible observarlas con claridad por lo que solo se muestran las 10 curvas que representan los percentiles 10, 20, 30,..., 90 y 100 de ellas. De esta forma tendremos una representación gráfica que nos ayudará hacernos una idea del comportamiento de las ofertas de cada unidad.

Ejemplo teórico: Si las ofertas de una central que tiene una potencia máxima de 200MW para una hora concreta de un día fuesen:

Cantidad ofertada (q) MWh	Cantidad acumulada	Precio (p) €/MWh
42	42	0.5
21	63	5
15	78	20
23	101	45
3	104	50
80	184	75
16	200	180

Los valores que tomaría cada uno de los 40 bloques en los que dividimos las ofertas serían:

Bloque	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45
Precio	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	5

Bloque	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95
Precio	5	5	5	20	20	20	45	45	45	45

Bloque	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145
Precio	45	75	75	75	75	75	75	75	75	75

Bloque	150	155	160	165	170	175	180	185	190	195
Precio	75	75	75	75	75	75	75	180	180	180

El siguiente paso sería repetir este mismo análisis a cada una de las 8760 horas del año (8784 en el caso de años bisiestos), para después calcular los percentiles 10, 20,...,100 de cada bloque y representarlos.

Las dos siguientes figuras ejemplifican lo anterior en un caso real, la central de San Roque 1 en los años 2008 y 2011, siendo el eje X el correspondiente a cada uno de los 40 bloques de potencia y el eje Y el precio al que lo ofertaron:

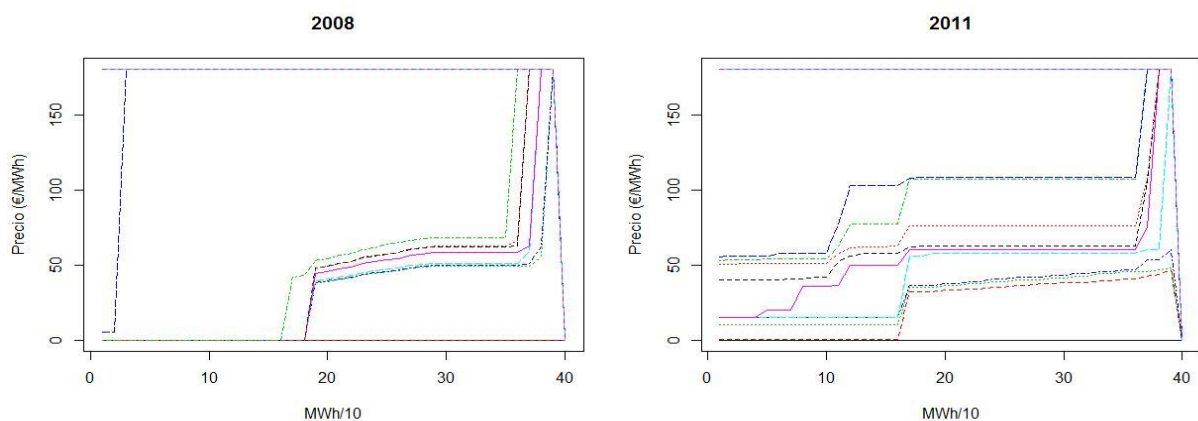


Figura (5.1)

Representación de las ofertas de la central de San Roque 1 (GNF) los años 2008 y 2011.

La potencia máxima de esta central es de, aproximadamente, 400MW por lo que podemos considerar que cada una de las 40 divisiones del eje X representa 10 MW. La curva inferior corresponde al percentil 10, la inmediatamente superior al percentil 20 y así sucesivamente hasta el percentil 100.

La figura correspondiente al año 2008 muestra que en dicho año las ofertas fueron prácticamente iguales todos los días ya que las curvas de los percentiles están muy próximas unas de otras. Este año se caracterizó por unas ofertas de los primeros MW a precios muy bajos (semejantes a 0) hasta que se alcanza el mínimo técnico de la central, en torno al 50% de su potencia máxima, asegurándose así casar la energía suficiente para evitar tener que parar y ahorrándose con ello los altos costes de arranque. A partir de dicho mínimo técnico, comenzaron a ofertar a precios de 50€/MWh la práctica totalidad de su potencia restante. La subida de precio de los últimos bloques de potencia es una práctica que, como veremos en puntos posteriores de este proyecto, es generalizada.

La figura correspondiente al año 2011 es más compleja de analizar. Al contrario que en año 2008, las ofertas no fueron iguales sino que la central ofertó de muy diversas formas. Pese a ello, observamos que de nuevo se cumple la tendencia a ofertar a precios inferiores aquellas potencias menores que el mínimo técnico de la central y la subida exagerada de precios de los últimos bloques de potencia.

Uno de los aspectos más importantes que debemos conocer son los periodos de cierre y de mantenimiento de cada una de las unidades. En un inicio, tomaremos como indicadores de unidad cerrada (ya sea por fallo técnico o por mantenimiento) las siguientes:

- Día completo ofertando 0 MWh
- Día completo ofertando a precios cercanos al límite superior legal (180.3€/MWh)

Hemos observado que las centrales normalmente ofertan su mínimo técnico a precios bajos, por lo que a partir de ahora estudiaremos el precio al que ofertan potencias superiores a dicho mínimo. El siguiente paso va a ser buscar una relación de estos precios de oferta con los costes derivados de su funcionamiento, tomando como datos los precios del petróleo, del gas y de las emisiones de CO₂.

5.1 Relación de los Precios Ofertados por Ciclos Combinados con el Precio del Petróleo y el Precio del Gas

En primer lugar, vamos a analizar si las ofertas de energía de los ciclos combinados guardan alguna relación con los precios del gas. A partir del 27/6/2005, las unidades que emiten CO₂ a la atmósfera deben pagar una cantidad fija por cada tonelada de CO₂ emitida. En los ciclos combinados, esta cantidad podemos aproximarla a 0.365 Toneladas de CO₂ por cada MWh generado. El histórico de precios del gas y de las emisiones de CO₂ puede consultarse en los anexos 2 y 1 respectivamente.

Para el análisis, tomamos de nuevo como ejemplo las unidades de *San Roque 1*, de Gas Natural Fenosa y *Besós 3*, de Iberdrola.

5.1.1 Estudio de la Unidad de Generación de San Roque 1

Buscamos los valores de β_0 , β_1 , y β_2 que minimicen el error residual al aproximar las ofertas reales al modelo usando datos de gas:

$$P. Oferta = \beta_0 + \beta_1 \cdot P. Gas + \beta_2 \cdot P. CO_2$$

Los coeficientes correctores del rendimiento y de las emisiones de CO₂ por MW generado se consideran incluidos en los valores de β_i .

Para realizar esta regresión lineal, utilizaremos el programa estadístico R.

Si buscamos ajustar los 13 años estudiados, el resultado sería:

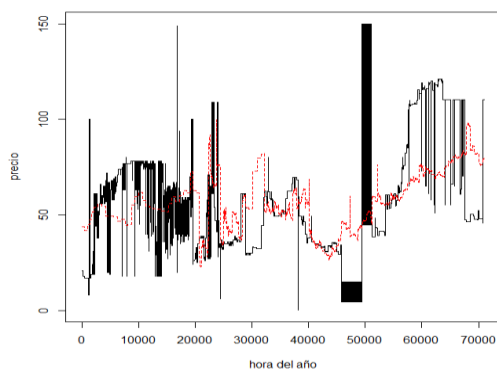


Figura (5.2)

Comparación de los precios reales de energía ofertados por la unidad de SROQ1 durante los años 2001-2013 con la primera formulación del modelo (Gas).

Precio = 30.26296 + 2.11966 · P.gas – 1.31392 · P.CO ₂
Residual standard error: 25.87
Multiple R-squared: 0.2388

Resultados (5.1)

Resultados estadísticos del modelo.

El mal ajuste en los primeros años es justificable ya que la central comenzó a operar en el año 2002 y no se deben tener en cuenta los primeros datos. Observamos que el ajuste mejora en años posteriores, pero cuando nos acercamos al 2013 vuelve a divergir. Además, si

observamos los parámetros estadísticos, los valores de “*Residual standard error*” y de “*Multiple R-Squared*” no son satisfactorios, luego no será válido el ajuste.

Buscamos ahora los valores de β_0 , β_1 , y β_2 que minimicen el error residual al aproximar las ofertas reales al modelo usando datos de petróleo:

$$P. Oferta = \beta_0 + \beta_1 \cdot P. Petróleo + \beta_2 \cdot P. CO_2$$

Los coeficientes correctores del rendimiento y de las emisiones de CO₂ por MW generado se consideran incluidas en los valores de β_i .

Si buscamos ajustar los 13 años estudiados, el resultado sería:

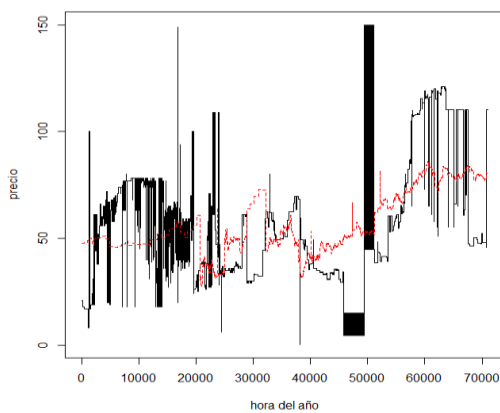


Figura (5.3)

Comparación de los precios reales de energía ofertados por la unidad de SROQ1 durante los años 2001-2013 con la segunda formulación del modelo (petróleo).

Precio = 30.656622 + 0.6721 · P.petróleo – 1.227156 · P.CO ₂
Residual standard error: 26.1
Multiple R-squared: 0.2251

Resultados (5.2)

Resultados estadísticos del modelo.

De nuevo, los valores del error residual y el R² no son satisfactorios, luego tampoco será válido el ajuste.

El aparente buen ajuste de ambos modelos (Gas y Petróleo) en los años centrales estudiados nos guía en el siguiente paso, vamos a analizar esos años por separado y a analizar en ellos la validez de modelar las ofertas usando una regresión. Al estar muy relacionados los precios de petróleo y de gas, a partir de ahora estudiaremos solo el caso del gas.

- Año 2005:

La representación de la comparación del modelo con los datos reales en el año 2005 es:

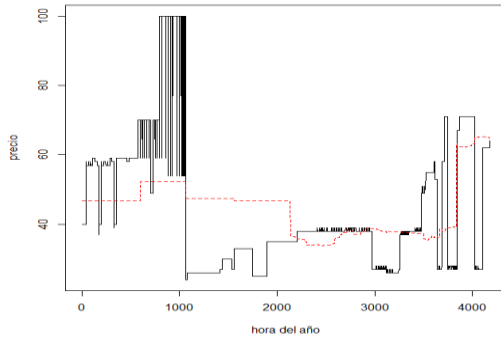


Figura (5.4)

Comparación de los precios reales de energía ofertados por la unidad de SROQ1 durante el año 2005 con la primera formulación del modelo (Gas).

Precio = 32.02064 + 1.01158 · P.gas – 0.44081 · P-CO ₂
Residual standard error: 17.93
Multiple R-squared: 0.1664

Resultados (5.3)

Resultados estadísticos del modelo.

- Año 2007:

La representación de la comparación del modelo con los datos reales en el año 2007 es:

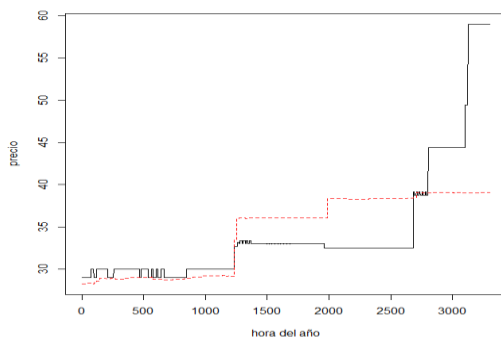


Figura (5.5)

Comparación de los precios reales de energía ofertados por la unidad de SROQ1 durante el año 2007 con la primera formulación del modelo (Gas).

Precio = 21.66004 + 0.72121 · P.gas – 2.92068 · P.CO ₂
Residual standard error: 5.853
Multiple R-squared: 0.3598

Resultados (5.4)

Resultados estadísticos del modelo.

Como puede observarse, los valores del ajuste del modelo a los precios de gas/petróleo y CO₂ mejoran pero sigue sin ser un modelo que reproduzca la realidad correctamente, por lo que habrá que buscar alternativas mejores. Además, no es razonable el resultado de β_2 del ajuste, ya que al salir negativo nos está indicando que el precio disminuye a medida que aumentan las emisiones de CO₂.

Vamos a estudiar ahora si esto ocurre solo en la central de San Roque 1, o si es generalizado a todos los ciclos combinados. Para ello, repetiremos este estudio en una unidad de diferente empresa, en este caso *Besós 3*.

5.1.2 Estudio de la Unidad de Generación de Besós 3

De nuevo, vamos a buscar los valores de β_0 , β_1 , y β_2 que minimicen el error residual al aproximar las ofertas reales al modelo usando datos de gas:

$$P.Oferata = \beta_0 + \beta_1 \cdot P.Gas + \beta_2 \cdot P.CO_2$$

Los coeficientes correctores del rendimiento y de las emisiones de CO₂ por MW generado se consideran incluidas en los valores de β_i .

Si buscamos ajustar los 13 años estudiados, el resultado sería:

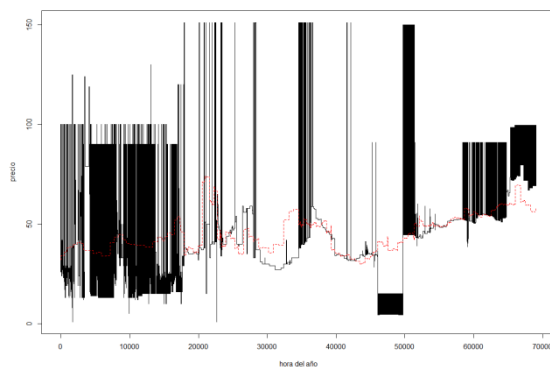


Figura (5.6)

Comparación de los precios reales de energía ofertados por la unidad de BES3 durante los años 2001-2013 con la primera formulación del modelo (Gas).

Precio = 24.86703 + 1.34754 · P.gas – 0.34786 · P.CO ₂
Residual standard error: 24.38
Multiple R-squared: 0.1282

Resultados (5.5)

Resultados estadísticos del modelo.

Como podía preverse, los resultados del ajuste tampoco son buenos en esta ocasión, por lo que de nuevo habrá que analizar si la relación mejora cuando introducimos el precio del petróleo.

En este caso buscaremos los valores de β_i que minimicen el error de:

$$P.Oferata = \beta_0 + \beta_1 \cdot P.Petróleo + \beta_2 \cdot P.CO_2$$

Los coeficientes correctores del rendimiento y de las emisiones de CO₂ por MW generado se consideran incluidos en los valores de β_i .

obteniendo los resultados que se muestran a continuación:

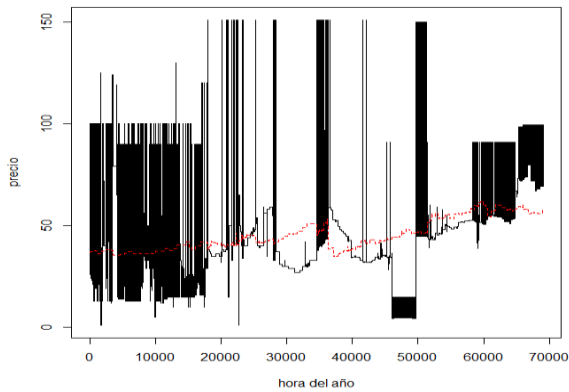


Figura (5.7)

Comparación de los precios reales de energía ofertados por la unidad de BES3 durante los años 2001-2013 con la segunda formulación del modelo (Petróleo).

$$\text{Precio} = 26.8009 + 0.3847 \cdot \text{P.Petróleo} - 0.2315 \cdot \text{P.CO}_2$$

Residual standard error: 24.96

Multiple R-squared: 0.08596

Resultados (5.6)

Resultados estadísticos del modelo.

De nuevo, los resultados no son buenos, por lo que vamos a analizar por separado cada año para ver si así el ajuste mejora. Por simplificar, solo se mostrará la relación de las ofertas con los precios del gas los años 2005 y 2007, siendo su resultado representativo también de la relación con los precios del petróleo de los demás años.

- Año 2005:

La representación de la comparación del modelo con los datos reales en el año 2005 es:

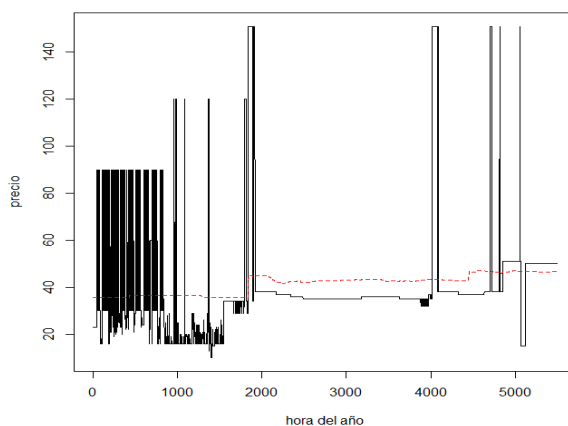


Figura (5.8)

Comparación de los precios reales de energía ofertados por la unidad de BES3 durante el año 2005 con la primera formulación del modelo (Gas).

$$\text{Precio} = 33.2803 + 0.07968 \cdot \text{P.gas} - 0.87481 \cdot \text{P.CO}_2$$

Residual standard error: 25.69

Multiple R-squared: 0.02369

Resultados (5.7)

Resultados estadísticos del modelo.

- Año 2007:

La representación de la comparación del modelo con los datos reales en el año 2007 es:

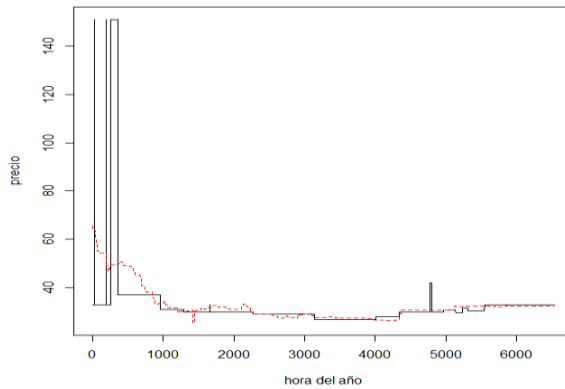


Figura (5.9)

Comparación de los precios reales de energía ofertados por la unidad de BES3 durante el año 2007 con la primera formulación del modelo (Gas).

Precio = 20.6336 + 0.2408 · P.gas – 15.38106 · P.CO ₂
Residual standard error: 13.83
Multiple R-squared: 0.1996

Resultados (5.8)

Resultados estadísticos de la comparación modelo.

Observamos que el ajuste mejora notablemente al analizar cada año individualmente, pero el ajuste sigue teniendo unos parámetros estadísticos poco satisfactorios y se mantiene el problema del valor negativo de β_2 , luego habrá que analizar otras opciones con las que consigamos representar más fielmente la realidad.

La inmediata conclusión de este estudio de la relación de las ofertas realizadas por la energía generada en los ciclos combinados con el precio que estos pagan por el petróleo o el gas sería que *dicha relación no existe*, o al menos no con tanta fuerza como a priori cabría esperar. Como esto no es así, habrá que buscar mejoras a este modelo que incluyan más variables además de las ya estudiadas relaciones con los precios del petróleo y del gas.

El siguiente paso será analizar si las centrales térmicas, totalmente dependientes del carbón, realizan ofertas igualmente dependientes del precio del carbón.

5.2 Relación de los Precios Ofertados por las Centrales Térmicas con el precio del carbón

Vamos a analizar la relación de las ofertas de energía de las centrales térmicas con los precios del carbón y de las emisiones de CO₂. El histórico de precios del carbón y de las emisiones de CO₂ puede consultarse en los anexos 5 y 1 respectivamente.

Para el análisis, en este caso tomamos como ejemplo las unidades de *Puentes de García Rodríguez 1 (As Pontes, PGR1)*, de Endesa y *La Robla 2 (Robla 2, ROB2)*, de Gas Natural Fenosa.

5.2.1 Estudio de la Unidad de Generación de La Robla

Buscamos los valores de β_0 , β_1 , y β_2 que minimicen el error residual al aproximar las ofertas reales al modelo usando datos de gas:

$$P.Oferta = \beta_0 + \beta_1 \cdot P.Carbón + \beta_2 \cdot P.CO_2$$

Nota: Los coeficientes correctores del rendimiento y de las emisiones de CO₂ por MW generado se consideran incluidas en los valores de β_i .

Como vimos con los ciclos combinados, el ajuste de los 13 años obtiene siempre peores resultados que si ajustamos cada año por separado, por lo que en el estudio de las centrales térmicas buscaremos desde el inicio ajustar cada año individualmente. De nuevo, por simplificar, solo se mostrarán los análisis correspondientes a los años 2005 y 2007.

- Año 2005:

La representación de la comparación del modelo usando los precios del carbón API2, con los datos reales en el año 2005 es:

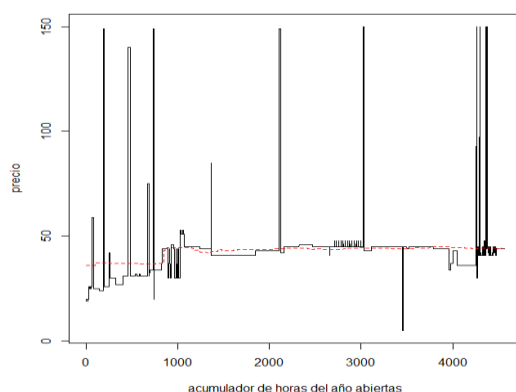


Figura (5.10)

Comparación de los precios reales de energía ofertados por la unidad de ROB2 durante el año 2005 con la hipótesis de dependencia con precios del carbón.

Precio = 49.16188 - 0.54603 · P.gas - 0.26418 · P.CO ₂
Residual standard error: 15.22
Multiple R-squared: 0.03391

Resultados (5.9)

Resultados estadísticos del modelo.

- Año 2007:

La representación de la comparación del modelo usando los precios del carbón API2, con los datos reales en el año 2007 es:

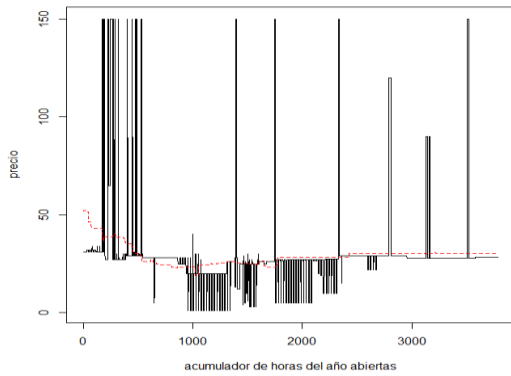


Figura (5.11)

Comparación de los precios reales de energía ofertados por la unidad de ROB2 durante el año 2007 con la hipótesis de dependencia con precios del carbón.

Precio = 2.05558 - 0.74066 · P.gas – 5.00507 · P.CO ₂
Residual standard error: 21.12
Multiple R-squared: 0.05776

Resultados (5.10)

Resultados estadísticos del modelo.

5.2.2 Estudio de la Unidad de Generación de Puentes de García Rodríguez 1

- Año 2005:

La representación de la comparación del modelo usando los precios del carbón API2, con los datos reales en el año 2005 es:

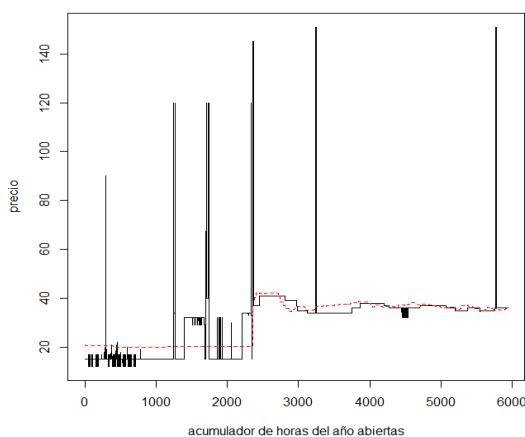


Figura (5.12)

Comparación de los precios reales de energía ofertados por la unidad de PGR1 durante el año 2005 con la hipótesis de dependencia con precios del carbón.

Precio = 15.55271 + 0.20941 · P.gas – 0.76532 · P.CO ₂
Residual standard error: 11,69
Multiple R-squared: 0.3424

Resultados (5.11)

Resultados estadísticos del modelo.

- Año 2007:

La representación de la comparación del modelo usando los precios del carbón API2, con los datos reales en el año 2007 es:

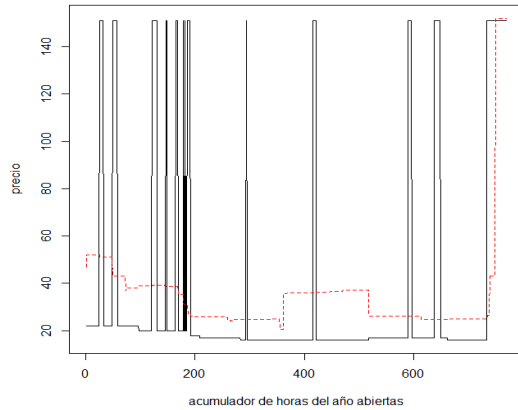


Figura (5.13)

Comparación de los precios reales de energía ofertados por la unidad de PGR1 durante el año 2007 con la hipótesis de dependencia con precios del carbón.

Precio = 15.55271 + 0.20941 · P.gas – 0.76532 · P.CO ₂
Residual standard error: 11,69
Multiple R-squared: 0.3424

Resultados (5.12)

Resultados estadísticos del modelo.

Por lo tanto, el resultado del estudio es que, al menos a priori, tampoco podemos afirmar que los precios ofertados por las centrales térmicas solo dependan de los precios del carbón y de las emisiones de CO₂.

Los resultados obtenidos para los últimos años de la unidad de Puentes de García Rodríguez 1 son mejores, lo cual es lógico ya que los precios del carbón con los que se ha trabajado corresponden al carbón API2, un carbón importado, mientras que otras centrales (como La Robla, mostrada anteriormente) trabajan con carbón nacional, con un poder calorífico más bajo que el importado, y que además contienen un % en volumen de azufre muy superior. Esto nos abre una nueva vía de estudio, la relación de las unidades que trabajan con carbones internacionales con el precio de este carbón, que será la siguiente idea que desarrollaremos.

5.3 Estudio de las Centrales Térmicas que usan Carbones Internacionales

Al no encontrar relaciones significativas en los casos estudiados anteriormente, vamos ahora a comprobar si existe relación en el caso de las centrales térmicas que trabajan con carbones importados.

Para el análisis de las centrales que trabajan con carbones internacionales, necesitaremos el precio de este carbón. Vamos a usar para la comparación los datos del carbón API2, estando estos datos en \$/Ton (anexo 5). Necesitamos su valor en €/MWh, por lo que vamos a realizar el cambio de unidades:

- Para el cambio de \$ a € usaremos los datos del anexo 3.
- Para el cambio de Toneladas a MWh usaremos el poder calorífico inferior del carbón API2 (PCI=6000 KCal/Kg)
- La equivalencia KCal a MWh es:

$$1 \text{ KCal} = 1.1622 \cdot 10^{-6} \text{ MWh}$$

Por tanto, el cambio de unidades sería:

$$6000 \frac{\text{KCal}}{\text{Kg}} \cdot 1.1622 \cdot 10^{-6} \frac{\text{MWh}}{\text{KCal}} \cdot 1000 \frac{\text{Kg}}{\text{Ton}} = \mathbf{12.06 \text{ $/MWh}}$$

El cambio de \$ a € se realizará con los tipos de cambio de cada día concreto al realizar el estudio en el software R.

La siguiente gráfica muestra la variación de los costes de este tipo de centrales durante los años 2011 y 2012, teniendo en cuenta su rendimiento y las emisiones de CO₂:

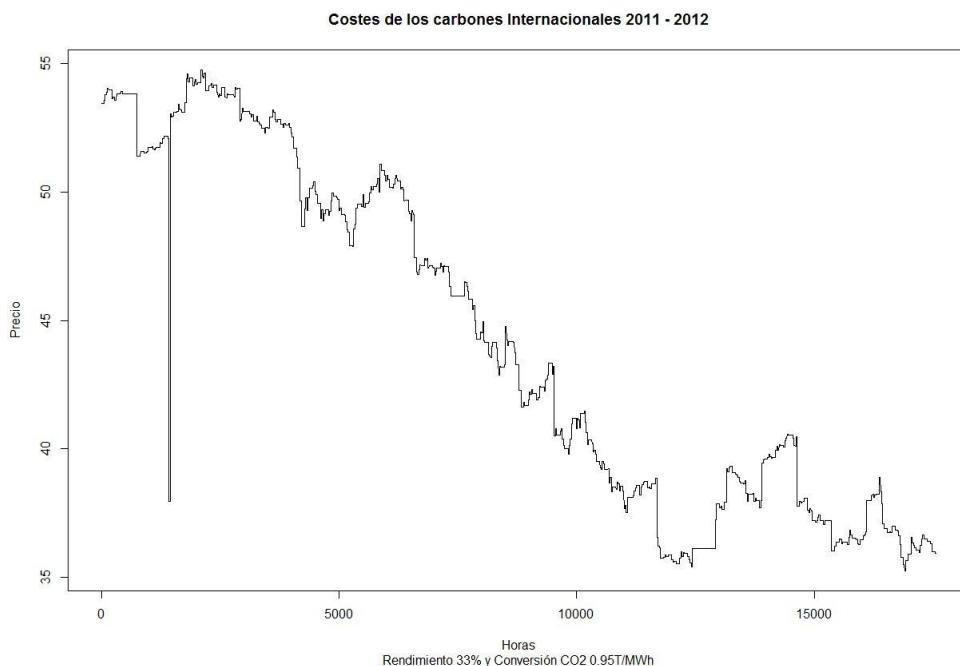


Figura (5.14)

*Costes estimados de las centrales térmicas
que usan Carbones Internacionales*

Las unidades españolas que trabajan con este combustible, junto con sus potencias máximas (MWh) son:

ABO1	341,8
ABO2	535,9
BRR1	570,0
CRC1	145,7
GUA1	143,4
LAD3	147,6
LAD4	347,7
LIT1	557,5
LIT2	562,1
MEI1	542,3

NRC1	51,8
NRC2	154,3
PAS1	214,5
PGR1	350,9
PGR2	351,1
PGR3	350,2
PGR4	350,8
PLL1	206,1
ROB1	264,0
SRI2	239,3

Nota: Lada 3 (LAD3) y Pasaje (PAS1) actualmente están de baja, aunque no de baja oficial.

Para el estudio nos basaremos de nuevo en el análisis de un MW correspondiente al régimen estacionario, seleccionando el 75% de su potencia máxima. La metodología seguida será:

1. Representación cronológica de la diferencia entre el precio real ofertado y la suma de los precios del carbón (suponiendo un rendimiento del 33%) y de los precios del CO₂ (suponiendo una equivalencia de 0.95 Ton/MWh).
2. Representación de la curva anterior con las diferencias ordenadas de menor a mayor (función monótona creciente).

Analizando estas curvas podremos saber si el precio ofertado por la energía generada en este tipo de centrales es muy superior al precio que les cuesta producirla. Por simplificar, se mostrarán únicamente las unidades de Aboño 1 (ABO1), Puentes de García Rodríguez 1 (PGR1) y Meirama 1 (MEI1) para diferentes años, pudiendo observarse las curvas correspondientes a las demás centrales en el Anexo 7.

La idea inicial, por lo que observamos en figuras anteriores, es que hay 2 tipos de ofertas:

1. Ofertar a costes, cuando a la unidad le interesaba entrar en la casación
2. Ofertar a precios elevados, cuando la unidad, por algún motivo, no quería entrar en la casación.

Comprobamos la veracidad de esta idea calculando y analizando las curvas indicadas anteriormente:

- Para la unidad de Aboño 1 en el año 2009 es:

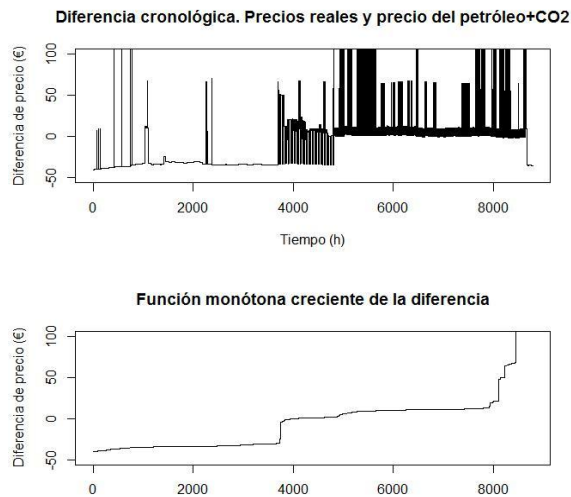


Figura (5.15)
Diferencias entre los costes teóricos
y el modelo propuesto
Aboño 1, año 2009

- Para la unidad de Aboño 1 en el año 2011:

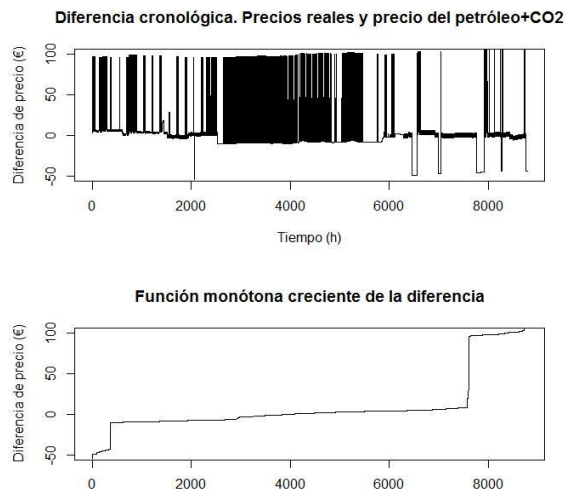


Figura (5.16)
Diferencias entre los costes teóricos
y el modelo propuesto
Aboño 1, año 2011

- Para la unidad de Aboño 1 en el año 2012:

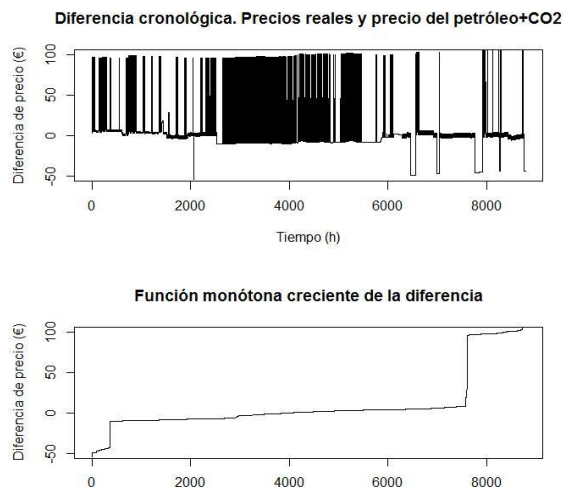


Figura (5.17)
Diferencias entre los costes teóricos
y el modelo propuesto
Aboño 1, año 2012

- Para la unidad de Puentes de García Rodríguez en el año 2009:

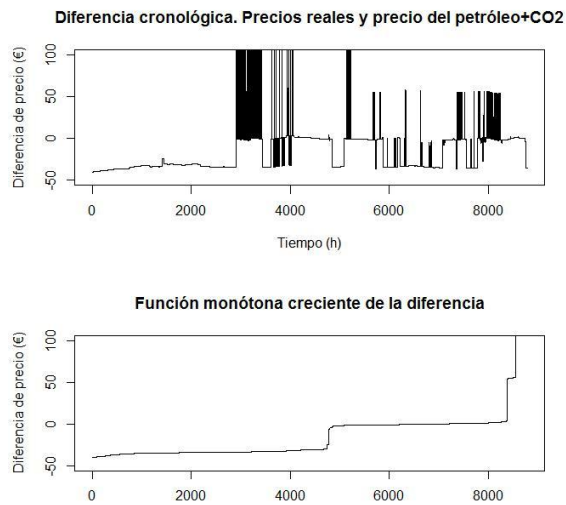


Figura (5.18)

*Diferencias entre los costes teóricos
y el modelo propuesto
Puentes 1, año 2009*

- Para la unidad de Puentes de García Rodríguez en el año 2011:

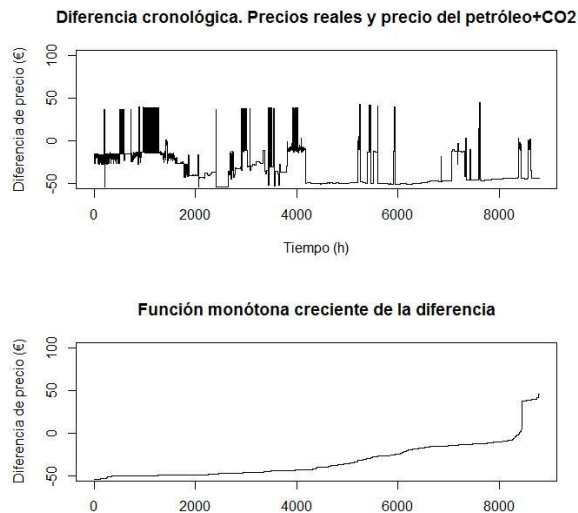


Figura (5.19)

*Diferencias entre los costes teóricos
y el modelo propuesto
Puentes 1, año 2011*

- Para la unidad de Puentes de García Rodríguez en el año 2012:

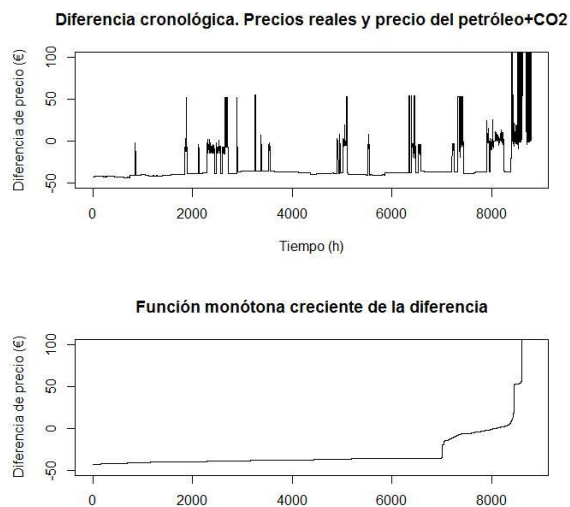


Figura (5.20)

*Diferencias entre los costes teóricos
y el modelo propuesto
Puentes 1, año 2012*

- Para la unidad de Meirama en el año 2009:

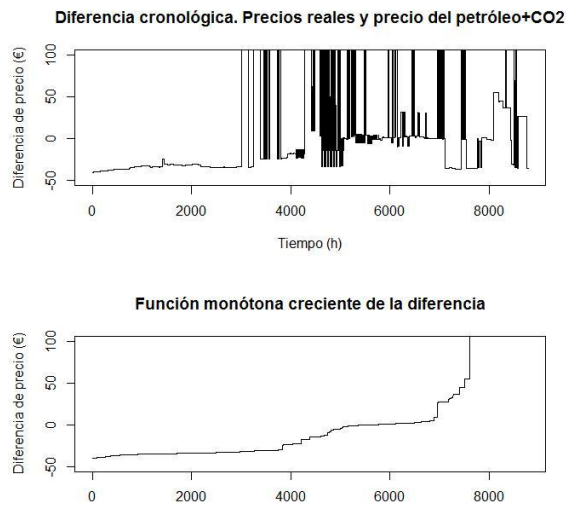


Figura (5.21)
Diferencias entre los costes teóricos
y el modelo propuesto
Meirama 1, año 2009

- Para la unidad de Meirama en el año 2011:

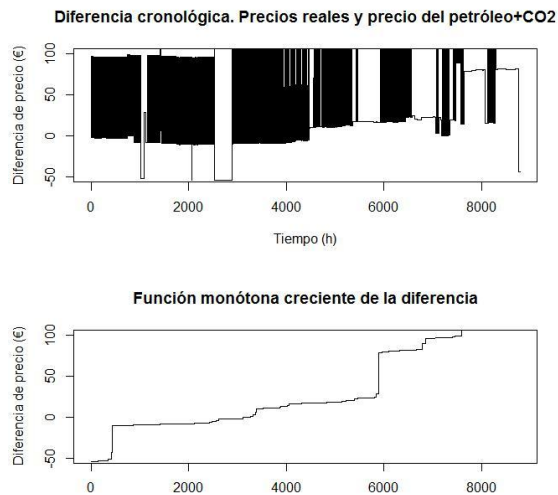


Figura (5.22)
Diferencias entre los costes teóricos
y el modelo propuesto
Meirama 1, año 2011

- Para la unidad de Meirama en el año 2012:

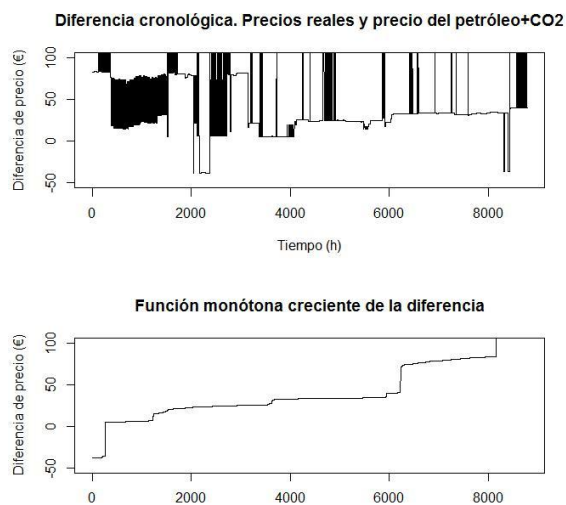


Figura (5.23)
Diferencias entre los costes teóricos
y el modelo propuesto
Meirama 1, año 2012

Los datos mostrados son representativos de los obtenidos con las 21 centrales térmicas que trabajan con carbones importados. Como podemos observar, los resultados indican que puede existir relación del precio ofertado con el precio del carbón, pero es evidente que esta relación no es exclusiva, es decir, las ofertas de las unidades no dependen solo del precio que pagan por el carbón, sino que hay varios días en los que, por razones diversas y desconocidas en este punto, ofertan a precios muy elevados con los que se aseguran no entrar en la casación. Probablemente, estas ofertas estén muy relacionadas con estrategias portfolio de las empresas a las que pertenecen.

Conclusión (5.1)

Las unidades de generación ofertan algunas horas del año a precios con los que se aseguran no casar su energía en el mercado diario. Los motivos de “no querer” entrar en la casación pueden ser diversos, como esperar a entrar por restricciones, no tener disponible en ese momento toda la potencia instalada, operaciones de mantenimiento, estrategias portfolio de las empresas a las que pertenecen, etc.

Según los resultados obtenidos, la idea preliminar de 2 tipos de oferta no es cierta, para un mejor análisis vamos a dividir las en 5 bloques, agrupándolas en:

1. Oferta 25€ menor que el coste.
2. Oferta 7€ menor que el coste.
3. Oferta igual al coste.
4. Oferta 7€ mayor que el coste.
5. Oferta 25€ mayor que el coste.

En esta ocasión es necesario observar el comportamiento de todas las unidades. Para una mayor claridad, únicamente se va a mostrar a continuación el resultado de 7 unidades y solo durante los años 2009 – 2012. La tabla con los resultados de las 21 unidades estudiadas en los años comprendidos entre el 2001 y el 2012 se muestra en el Anexo 8.

Las siguientes 5 tablas muestran el número de horas pertenecientes a cada uno de los 5 bloques citados anteriormente para 7 de las unidades que trabajan con carbón importado entre los años 2008 y 2012. El año 2013 no se muestra ya que en el momento de la realización de este proyecto aún no disponemos de los datos completos de dicho año por lo que los números obtenidos no serían válidos para el estudio.

Los números que se muestran en las tablas son las horas en las que oferta a un precio inferior al límite superior del bloque, es decir, los datos de la tabla “Horas ofertando 7€ más barato que sus costes” muestran el número de horas en las que la central ha ofertado en total en los bloques 1 y 2, mientras que los datos de la tabla “Horas ofertando 25€ más barato que sus costes” solo muestran las horas correspondientes al bloque 1.

Horas ofertando 25€ más barato que sus costes:

	ABO1	ABO2	BRR1	CRC1	GUA1	LAD3	LAD4
2009	3726	6340	820	217	577	25	5562
2010	3614	3636	5908	3695	3332	3204	3624
2011	361	73	3180	727	25	25	868
2012	109	1417	1547	0	961	745	337

Horas ofertando 7€ más barato que sus costes:

	ABO1	ABO2	BRR1	CRC1	GUA1	LAD3	LAD4
2009	3750	6718	4181	476	577	25	5586
2010	3696	4576	7596	3818	3648	3648	3933
2011	2675	1042	3661	816	25	25	868
2012	1458	1740	1745	0	961	745	337

Horas ofertando a un precio menor que su coste:

	ABO1	ABO2	BRR1	CRC1	GUA1	LAD3	LAD4
2009	4072	6860	7420	530	577	25	5610
2010	3792	8723	8400	4154	3648	3648	4161
2011	4046	3434	5067	972	25	25	1383
2012	4687	3916	1913	0	961	745	337

Horas ofertando a un precio inferior a costes + 7€:

	ABO1	ABO2	BRR1	CRC1	GUA1	LAD3	LAD4
2009	5161	8638	8424	596	577	25	5968
2010	8066	8723	8462	5409	3648	3648	6979
2011	7344	8273	5223	1576	25	25	3917
2012	5213	8753	2181	0	961	745	337

Horas ofertando a un precio inferior a costes + 25€:

	ABO1	ABO2	BRR1	CRC1	GUA1	LAD3	LAD4
2009	8109	8778	8482	3644	2896	2482	8247
2010	8140	8723	8561	6702	7907	7916	8317
2011	7592	8753	6276	6666	2628	3728	7822
2012	8356	8761	2543	0	3310	745	3984

Los resultados del estudio completo, usando las tablas del Anexo 8, son coherentes con el estado real de las centrales estudiadas. Los números más bajos en el bloque 5 indican que la unidad, como norma general, oferta muy alto, lo que significa que “no quiere” entrar en la casación. Si la unidad no quiere casar su energía, no tiene sentido estudiarla ya que no podremos de ninguna manera predecir con lógica sus futuras ofertas. Los motivos de no querer casar energía son diversos, como los debidos a limitaciones impuestas y normativas, así como la obsolescencia de varias de las unidades anteriores. Por tanto, a partir de ahora centraremos el estudio las unidades de **Barrios (1)**, **Litoral (1 y 2)**, **Meirama (1)** y **Puentes de García Rodríguez (1, 2, 3 y 4)** ya que sabemos que siguen plenamente operativas, lo cual además concuerda con ser las de mayores valores en el grupo 5 de precios frente a costes.

Para estas 8 unidades vamos a analizar cómo ha ido variando el número de días que ha ofertado cada año a un GAP de precio-costes correspondiente a cada uno de los 5 bloques considerados. A continuación se muestran unas gráficas, a modo de ejemplo de los resultados obtenidos:

- (Litoral 1) - Días en los que oferta a un precio entre 25 y 7 €/MWh más barato que sus costes:

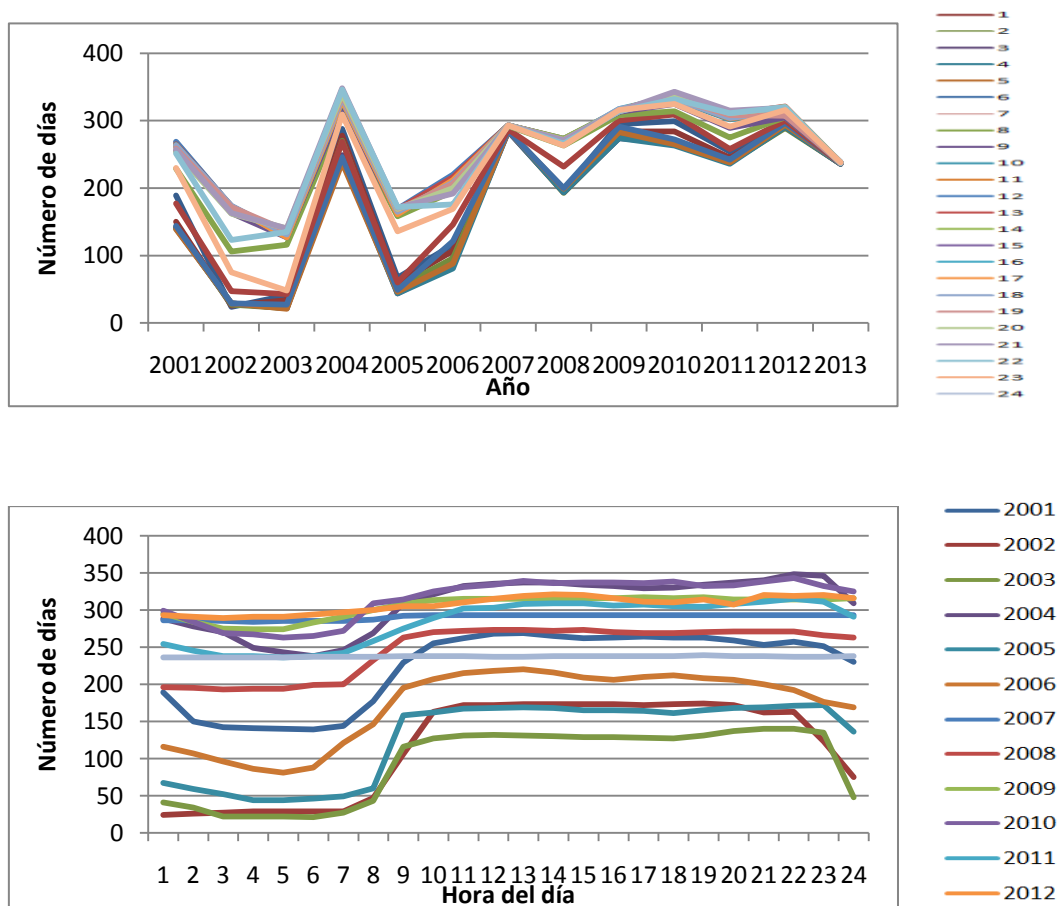


Figura (5.24)

Evolución del número de días anuales en los que la unidad Litoral 1 ha ofertado a un precio comprendido entre 25 y 7 €/MWh menor que sus costes.
La figura superior muestra una curva correspondiente a cada hora del día y la figura inferior una curva correspondiente a cada año.

- (Puentes 1) - Días en los que oferta a un precio semejante a sus costes (tomando desde -7 a 7€/MWh de diferencia):

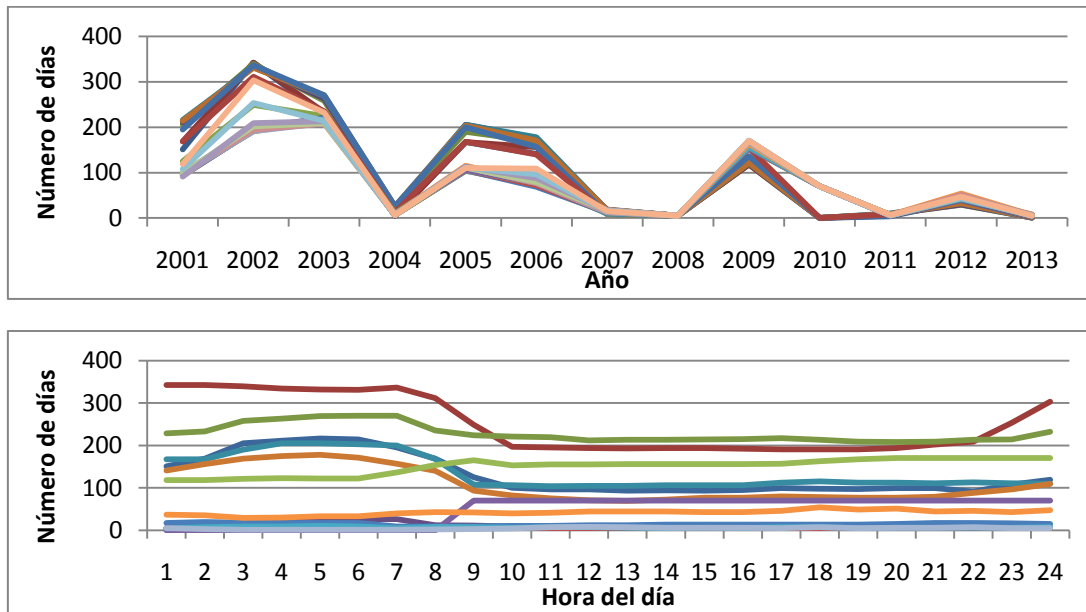


Figura (5.25)

Evolución del número de días anuales en los que la unidad As Pontes 1 ha ofertado a un precio semejante a sus costes.

La figura superior muestra una curva correspondiente a cada hora del día y la figura inferior una curva correspondiente a cada año.

- (Meirama 1) - Días en los que oferta a un precio entre 7 y 25€/MWh mayor que sus costes:

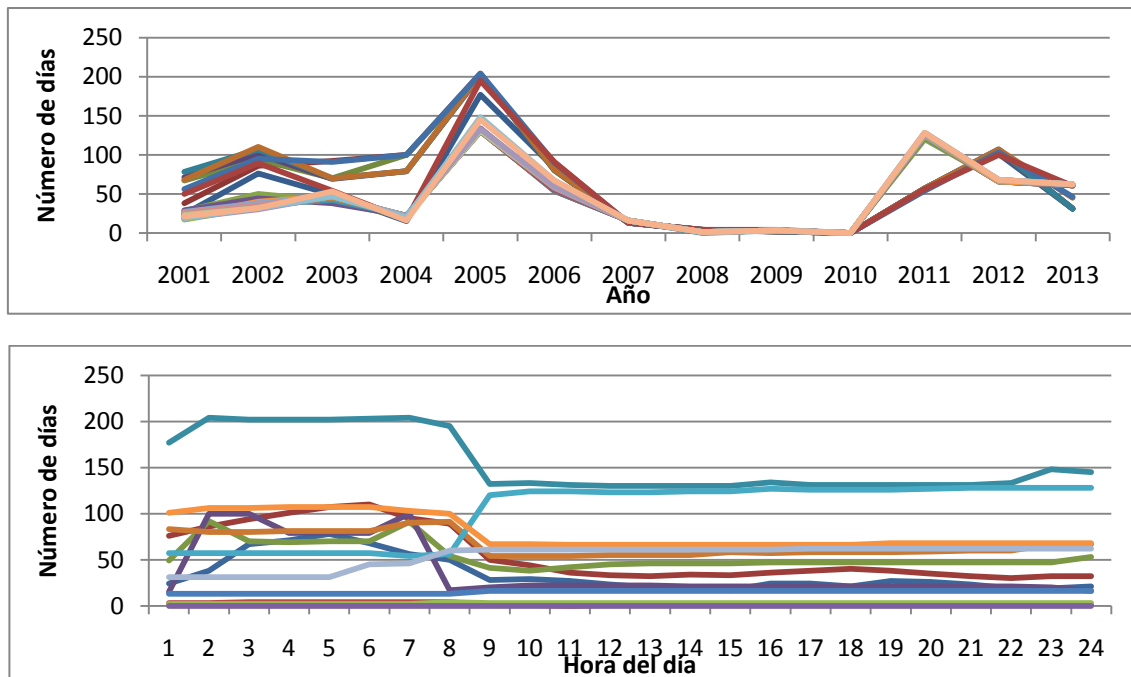


Figura (5.26)

Evolución del número de días anuales en los que la unidad Meirama 1 ha ofertado a un precio entre 7 y 25 €/MWh superior a sus costes.

La figura superior muestra una curva correspondiente a cada hora del día y la figura inferior una curva correspondiente a cada año.

- (Barrios 1) Días en los que oferta a un precio más de 25€/MWh más alto que sus costes:

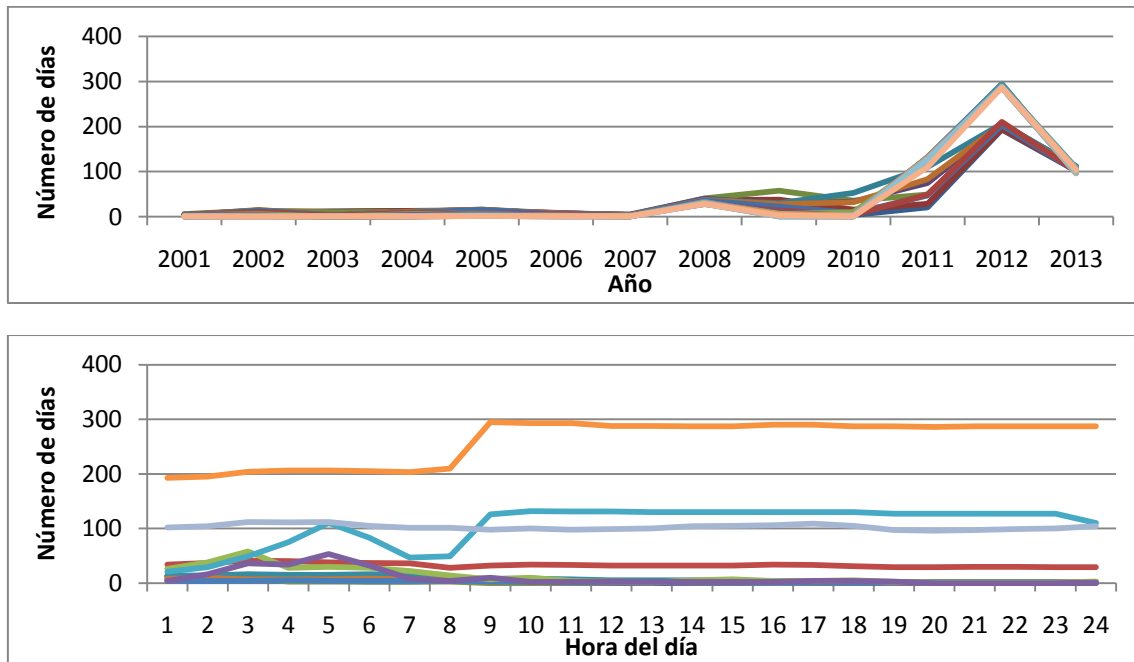


Figura (5.27)

Evolución del número de días anuales en los que la unidad Barrios 1 ha ofertado a un precio muy superior a sus costes.

La figura superior muestra una curva correspondiente a cada hora del día y la figura inferior una curva correspondiente a cada año.

En todos los casos observamos un claro salto entre las 8 y las 9 de la mañana, por lo que habrá que considerar de forma distinta las horas anteriores y posteriores (consideradas horas valle y horas punta). Aunque esta diferencia se difumina en los últimos años, no supondría un problema si en ellos hacemos también la división de horas valle y punta ya que si los precios son aproximadamente constantes todo el día, el precio que tomaremos en valle será el mismo que en punta y pese a estar haciendo una división innecesaria en dichos años, el resultado será igualmente válido.

Otra conclusión inmediata es que, con el paso de los años, la tendencia es cada vez mayor a ofertar muy caro o muy barato (ofertas de los bloques 1 y 5), en detrimento de las ofertas a precios semejantes a los costes.

Conclusión (5.2):

Podemos considerar 2 tipos de horas, las comprendidas entre la 1 y las 9h (Horas Valle) y las comprendidas entre las 10 y las 24h (Horas Punta). En cada uno de esos bloques, las ofertas son muy parecidas a las precedentes, en especial a las del mismo año.

Conclusión (5.3):

En los últimos años, la tendencia es ofertar muy barato o muy caro, la mayor parte de las ofertas están en los bloques 1 y 5.

5.3.1 Estudio Detallado de las Ofertas de los Años 2009 – 2012

Llegados a este punto, nos vemos en la necesidad de estudiar y comentar detalladamente las ofertas de las centrales térmicas que utilizan carbón internacional. Únicamente se van a analizar los años comprendidos entre el 2009 y el 2012 ya que durante los años anteriores algunas de ellas quemaban carbón nacional.

Mantendremos los 5 tipos de ofertas en relación con la diferencia con los costes teóricos definidas anteriormente. Para facilitar la interpretación del análisis, se muestra también el intervalo de precios teóricos calculados para cada año, así como la potencia máxima instalada de cada unidad. El estudio se centra en las ofertas del régimen estacionario, tomando ofertas del MW correspondiente al 75% de su potencia máxima, por lo que las gráficas mostradas se corresponderán con datos trabajando en dicho régimen.

BLOQUES
(De diferencia de oferta con costes)

1	$(-\infty, -25)$
2	$[-25, -7)$
3	$[-7, 7)$
4	$[7, 25)$
5	$[25, +\infty)$

INTERVALO DE COSTES
(De cada año)

2009	30-40 €/MWh
2010	35-55 €/MWh
2011	43-55 €/MWh
2012	35-45 €/MWh

Para todas las gráficas que se adjuntan a continuación en los laterales:

- Eje de ordenadas: Número de días en los que la oferta a una hora determinada se incluye dentro de cada uno de los bloques definidos. Para una correcta visualización de las gráficas hay que tener en cuenta que las líneas dibujadas son acumuladas, es decir, la línea perteneciente al bloque 2 es la inmediatamente superior a la del bloque 1, siendo los valores de la línea 2 los correspondientes a la suma del número de días en el bloque 1 y el número de días en el bloque 2.

Por ejemplo, si tomamos los datos de la central Barrios 1 a las 5 de la mañana durante el año 2010 (ver figura 5.30) observamos que aproximadamente 10 días realizó una oferta que se incluye en nuestro bloque 1 (desde 0 hasta la línea negra), 75 días una oferta del bloque 2 (desde la línea negra hasta la morada), 130 días una oferta del bloque 3 (desde la línea morada hasta la verde), 5 días una oferta del bloque 4 (desde la línea verde hasta la azul) y 165 días en el bloque 5 (desde la azul hasta la línea de color turquesa)

- Eje de Abscisas: Hora del día. Valores entre las 0 y 24.
- Los colores que representan a cada bloque son:

Bloque	Desde	Hasta
1	Inicio	Negro
2	Negro	Morado
3	Morado	Verde
4	Verde	Azul
5	Azul	Turquesa

1) **BARRIOS 1:** ($P_{\text{máx}}=570\text{MW} \Rightarrow 75\% \cdot P_{\text{máx}}=427,5\text{MW}$)

a) 2012

En las primeras horas del día, oferta a 0 su mínimo técnico (170.5 MW), y después oferta el resto de su potencia a precios altos, normalmente alejados del pool y de los costes, por lo que el MW que estudiamos se incluye en nuestro bloque 5 la mayor parte del tiempo.

El resto de horas normalmente oferta una potencia baja, del orden de 20-60 MWh, a precio 0 y luego un segundo bloque a precios caros (90€/MWh) e incluso se reserva una parte de su potencia para ofertar a precios muy caros (180€/MWh).

A partir de ofertas de 60€/MWh, estas se incluyen en el bloque 5, por lo que todas las ofertas de 60, 65,..., 85, 90€/MWh al suponer una diferencia mayor que 25 MW, también se incluyen en el bloque 5, de ahí su gran tamaño en la gráfica.

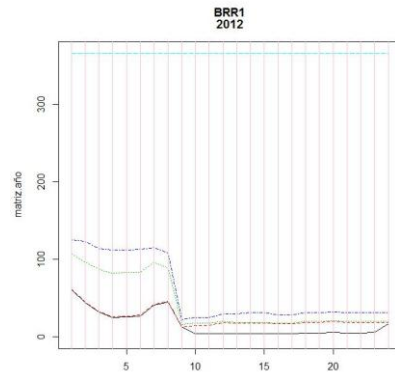


Figura (5.28)

Barrios 1 – año 2012: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

b) 2011

Varios días oferta toda la potencia a precios altos lo que nos indica que la central podría no estar operativa esos días.

Algunos días oferta toda la potencia a 0.

Los días que no hace un único bloque de oferta, no tiene un método fijo de ofertar, aunque lo más común es que oferte 3 bloques, el último de ellos de poca potencia y a precios muy elevados.

El tamaño del primer y del segundo bloque de ofertas es variable, en algunas ocasiones es más grande el bloque a precios bajos y en otras es mayor el bloque a precios más altos. Los precios del segundo bloque algunas veces son semejantes a costes y otras son cercanos a 90€/MWh. El MW 75% normalmente está en el segundo bloque de ofertas.

La tendencia es, cuanto más cercano estemos al 2012, menos veces el MW 427,5 está en el bloque de ofertar barato.

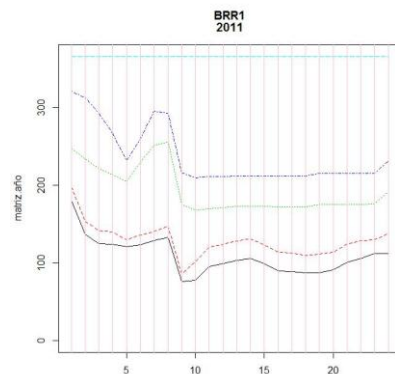


Figura (5.29)

Barrios 1 – año 2011: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

c) 2010

Hubo unos meses en los que estuvo rota y no ofertó, por ello hay ofertas que pertenecen al bloque 5. En este año sobretodo hay 2 tipos de días en cuanto a ofertas:

1. Días en los que oferta un bloque muy grande de potencia a coste 0 o muy bajo.

MWh	€
420	10
120	38

2. Días en los que oferta una parte pequeña de su potencia a precio 0 y una segunda parte muy grande a precios de entre 35-50 €/MWh.

Normalmente se reserva una cierta potencia (del orden de 10-15 MW) para ofertar a precios máximos.

La mayor parte de los días son del tipo 1, bloque a precios bajos y bloque a costes. El motivo de que el bloque 1 sea el más grande es que en él se incluyen los días 1 y parte de los días 2.

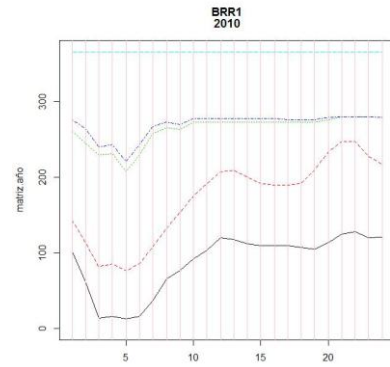


Figura (5.30)

Barrios 1 – año 2010: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

d) 2009

Principalmente hace 3 ofertas cada hora, la primera es un bloque grande ofertado a precios muy bajos, la segunda es otro bloque menor que el primero a precios semejantes a costes y la tercera es un bloque pequeño ofertado a precios muy altos. Hay veces que la segunda oferta se divide a su vez en 2, de potencias semejantes y precios muy cercanos. Un ejemplo sería:

MWh	€
432	10
108	32,5
12,5	180,3

El motivo de que haya ofertas en nuestro bloque 1 es que días puntuales oferta toda su potencia a precios muy bajos, como por ejemplo:

MWh	€
540	20
12,5	180

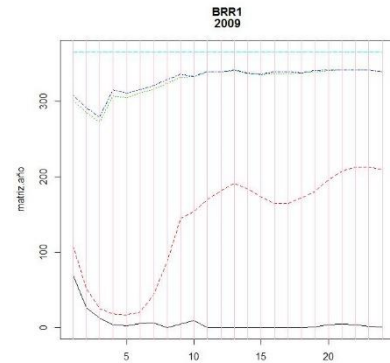


Figura (5.31)

Barrios 1 – año 2009: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

2) **LITORAL.1:**($P_{\max}=557,5\text{MW} \Rightarrow 75\% \cdot P_{\max}= 418,12\text{MW}$)

a) 2009

La gran mayoría de los días, no llega a ofertar el MW 418,5, y cuando no lo oferta hemos impuesto precios de 9999€/MWh, por lo que todas esas ofertas en el estudio están incluidas en el bloque 5, de ahí su tamaño.

b) 2010

Hubo unos meses (del 7/06 al 12/08 por ejemplo, aunque hay más veces que se repite) en los que no funcionó correctamente ya que las ofertas son siempre de potencias pequeñas (17.5MW) y de precios iguales (91€/MWh). En nuestro estudio, todas estas ofertas se incluyen en el bloque 5.

Cuando funciona correctamente, la tendencia es a ofertar un bloque grande a 0 (normalmente 200MW) y después un segundo bloque a precios cercanos al pool (unos 40€/MWh). Estas ofertas, por su diferencia con los costes, están incluidas en nuestro bloque 2, aunque cercanas a entrar en nuestro bloque 1.

c) 2011

Normalmente hace 3 ofertas por cada hora, una a precios bajos, otra a precios de 30-50 €/MWh y otra más cara.

El MW correspondiente al 75% de la P_{\max} normalmente está incluido en la oferta de 30-50, por lo que el bloque en el que se encuentra varía en función del precio ofertado y del coste calculado para cada día ya que la diferencia entre ellos se encuentra cercana a los valores límite de cambio de bloque por lo que la diferencia entre estar en uno u otro es pequeña.

Las ofertas que pertenecen al bloque 5 corresponden a las horas en las que el MW estudiado entra en el intervalo de la oferta más cara (normalmente 91,02 €).

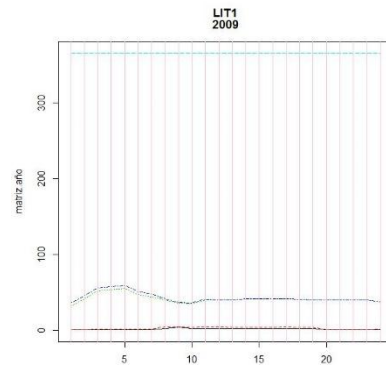


Figura (5.32)

Litoral 1 – año 2009: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

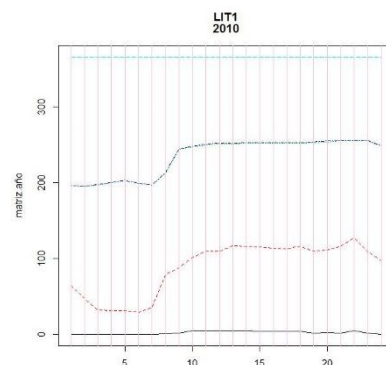


Figura (5.33)

Litoral 1 – año 2010: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

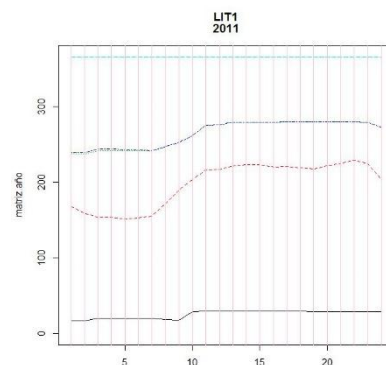


Figura (5.34)

Litoral 1 – año 2011: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

d) 2012

Caso semejante a 2011, pero con mayor número de ofertas en las que el MW estudiado cae dentro de la oferta a precios correspondientes al bloque 5.

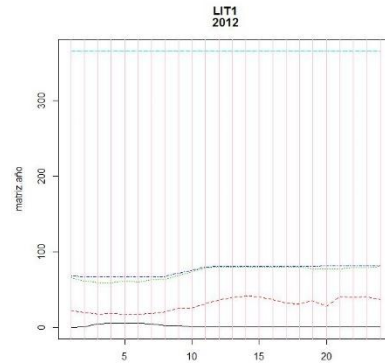


Figura (5.35)

Litoral 1 – año 2012: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

LITORAL.2: presenta unos resultados muy semejantes a los de Litoral 1.

MEIRAMA.1: ($P_{\text{máx}}=542,3 \Rightarrow 75\% \cdot P_{\text{máx}}=406,725$)

a) 2009

En el principio del año normalmente hace 2 ofertas cada hora, una muy barata y otra cara, entrando siempre el MW 406,725 en la cara \Rightarrow bloque 5.

A partir de Agosto, empieza a hacer 5 ofertas para cada hora, siendo 4 de ellas a precios razonables y 1 a precios muy caros.

Las ofertas a precios razonables están muy cercanas a los costes reales hasta Diciembre, donde de nuevo vuelven a subir.

Por tanto, más de la mitad del año ha ofertado a precios muy elevados el MW estudiado, de ahí el tamaño del bloque 5.

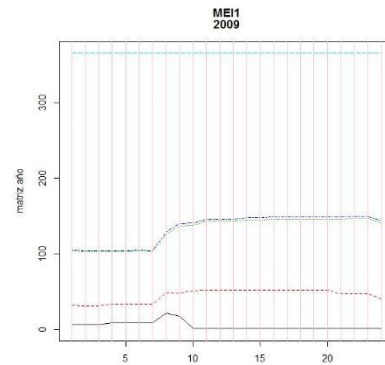


Figura (5.36)

Meirama 1 – año 2009: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

b) 2010

Primeras horas del día, mayoría de ofertas caras (bloque 5) y en las demás horas, mayoría de ofertas a costes (bloque 3).

En las horas 1-7 oferta a unos precios muy elevados, muy lejos de costes y del pool.

En las horas 8-24, oferta en varios bloques, siendo el primero un bloque grande (170 MW) y el resto más pequeños, con precios graduales aunque muy cercanos entre sí y muy cercanos a sus costes.

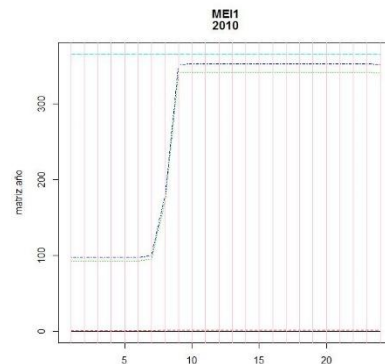


Figura (5.37)

Meirama 1 – año 2010: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

c) 2011

Hacen varias ofertas cada hora, en el bloque de 35-45 €/MW, y el precio va subiendo poco a poco, superando los bloques de diferencias hasta el bloque 4 y 5 la primera hora del día.

A medida que avanzan las horas del día, los precios se diferencian cada vez más, de ahí que haya más días ofertando en bloques 2 y 3.

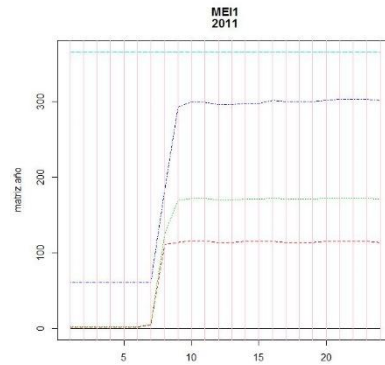


Figura (5.38)

Meirama 1 – año 2011: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

d) 2012

Normalmente hay bloque grande (170 MW) a precios muy bajos (0-0,13) y a partir de ahí, bloques que superan el 75% de la $P_{máx}$ a precios muy altos, que superan la diferencia de 25 € con los costes algunas veces (de ahí la línea azul oscura) → ofertas de 70,13 €/MW.

Se guarda 10-20 MW (normalmente 17,3) para ofertar muy caro.

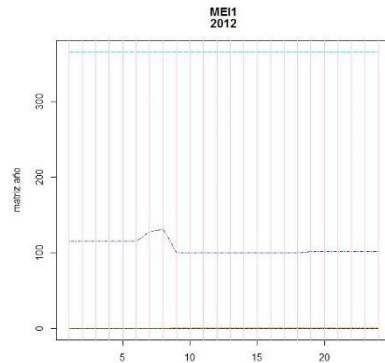


Figura (5.39)

Meirama 1 – año 2012: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

PGR1: ($P_{máx} = 350,9 \text{ MW} \Rightarrow 75\% \cdot P_{máx} = 263,175 \text{ MW}$)

a) 2009

Predominio de ofertas en los bloques 3 y 5.

Normalmente hace 3 ofertas para cada hora, la primera de unos 230MW a precios bajos (4€/MWh), la segunda de 85MW a precios de 30-40 €/MWh, y la tercera a precios de 151 €/MWh. En estos días, la oferta del MW 263,175 correspondería al bloque 3 (ofertar a costes).

Hay un número importante de días en los que hace una única oferta de toda su potencia, a unos precios muy elevados (151 €), por eso el bloque 5 es también muy grande.

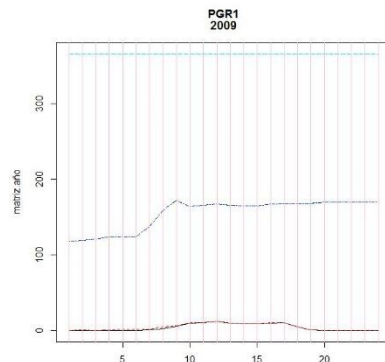


Figura (5.40)

PGR 1 – año 2009: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

b) 2010

Por las noches, oferta su mínimo técnico a precios bajos.

El resto de horas, oferta un bloque grande a precios bajos (200MW a 10€/MWh) y después varios bloques pequeños a precios graduales, que varían entre 40 y 50 €/MWh, reservando cierta potencia (variable cada día) para ofertar a precios altos, pero que no incluye el MW que estamos estudiando. Las ofertas entre 40 y 50 marcan las líneas que vemos en la gráfica, dependiendo de en cuál de ellas esté el MW que estudiamos (bloques 3,4 ó 5).

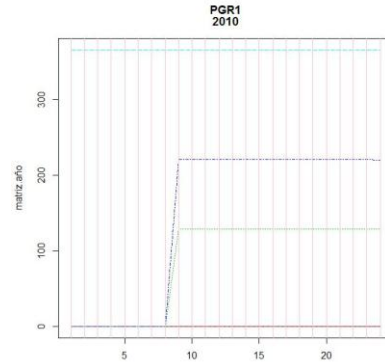


Figura (5.41)

PGR 1 – año 2010: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

c) 2011

Hay días que no llega a ofertar el 75% de su potencia (ver LITORAL 1 → 2009) => Bloque 5.

Normalmente hace una oferta de gran parte de su potencia a precios bajos en lo que algunas veces entra el MW 263,175 => Bloque 1.

Después, hace otra oferta a 30-40 €/MWh en lo que frecuentemente entra el MW estudiado => Bloque 3.

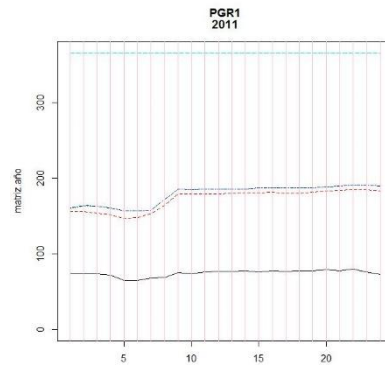


Figura (5.42)

PGR 1 – año 2011: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

d) 2012

Caso semejante a LIT1 2009 => Bloque 5.

A finales de año, deja de ofertar así y comienza a ofertar un bloque de 216 MW a precio 0 y el resto de su potencia a precios semejantes a costes => Bloque 3.

Se reserva 11,1 MW normalmente para ofertarlos a precios cercanos a 180 € (a final de año)

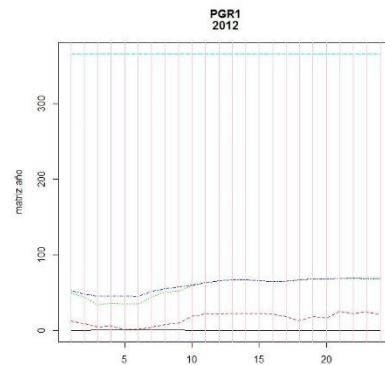


Figura (5.43)

PGR 1 – año 2012: Número de días en los que la oferta se incluye en cada uno de los 5 grupos, para cada hora.

PGR2, PGR3 y PGR4: Resultados semejantes a los de PGR1.

Es importante analizar las consecuencias que pueden tener las ofertas en cada uno de los bloques anteriores. El siguiente paso será comprobar si las ofertas de los primeros bloques (por debajo de los costes teóricos) hunden el precio o si podemos tratarlas como si fuesen a precios iguales a costes, así como si las ofertas de los últimos bloques (precios muy altos) se corresponden a estrategias portfolio o a retirada de potencia por poder de mercado. Como ya hemos comprobado anteriormente, podemos agrupar las ofertas. Vamos a utilizar el análisis de clúster para realizar dicha agrupación.

5.5 Análisis de Clúster:

5.5.1 Análisis de Clúster para las Ofertas de las Centrales Térmicas

El análisis de clúster, como se indicó en el resumen de la teoría utilizada, es una herramienta utilizada para la agrupación de datos con características comunes. En nuestro caso, vamos a utilizarlo para agrupar las curvas de oferta y así observar cuántos tipos de ellas hay.

Los pasos que seguiremos para el análisis son:

- 1) Seleccionar una central.
- 2) Observar su dendograma.
- 3) Realizar con R una división de las ofertas en 2 clúster.
- 4) Obtener los percentiles 10, 50 y 90 de cada clúster.
- 5) Obtener la curva percentil 50 medio.
- 6) Representar las curvas de los percentiles.
- 7) Repetir este proceso con un mayor número de clústers.
- 8) Analizar los resultados y decidir el número de clúster que se tomarán. Esta decisión se tomará a la vista de los gráficos ya que no hay ningún estadístico que indique cuál es el número óptimo de clúster que se deben tomar.
- 9) Repetir el proceso con las demás centrales.
- 10) Seleccionar el número total de clústers que utilizaremos para el estudio.

Para el cálculo de los percentiles que se graficarán, se ha procedido de la siguiente manera:

- 1) Percentil 10: Ordenando de menor a mayor cada uno de los 40 bloques de MW, independientemente, y seleccionándose el percentil 10 de cada uno de ellos.
- 2) Percentil 50: Ordenando de menor a mayor cada uno de los 40 bloques de MW, independientemente, y seleccionándose el percentil 50 de cada uno de ellos.
- 3) Percentil 90: Ordenando de menor a mayor cada uno de los 40 bloques de MW, independientemente, y seleccionándose el percentil 90 de cada uno de ellos.
- 4) Percentil 50 extra: Se calcula la media de los precios de cada hora, los ordenamos de menor a mayor y seleccionamos el percentil 50 de esos datos. El percentil 50 extra serán las ofertas de la hora correspondiente a dicha media.

De nuevo, solo se mostrarán una serie de resultados representativos, en este caso de la unidad de Barrios 1 en el año 2012, pese a que el análisis se ha realizado para la selección de centrales térmicas de carbón internacional realizada anteriormente.

El dendograma usando distancia euclídea queda:

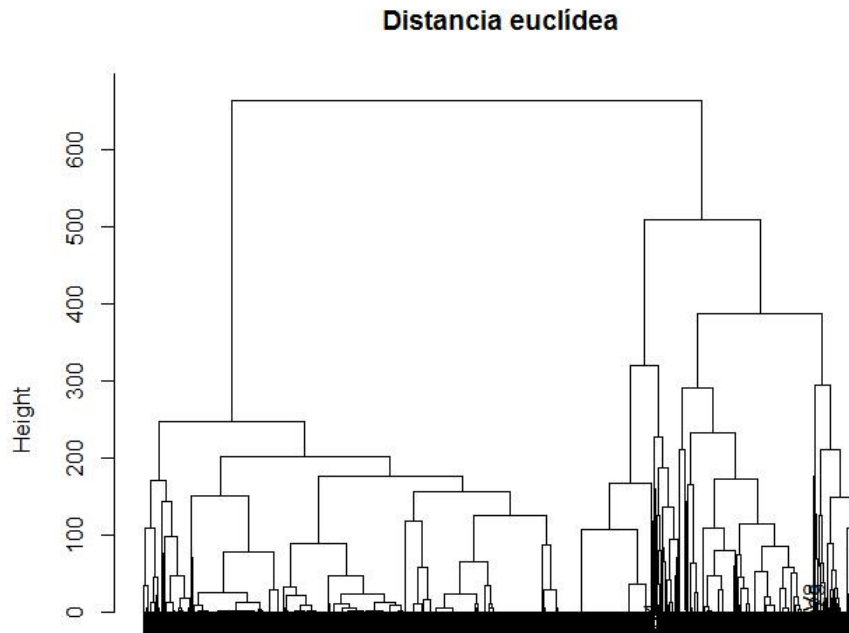


Figura (5.44)
Ejemplo de dendograma.
Datos de la central de Barrios 1, año 2012

- Para el caso de 2 clúster, los resultados obtenidos son:

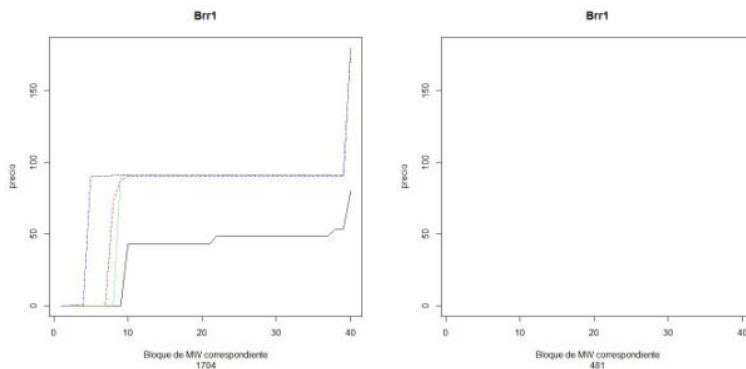


Figura (5.45)
División de ofertas en 2 clúster
Datos de la central de Barrios 1, año 2012

No obtenemos un buen resultado ya que las distancias entre percentiles son demasiado grandes, lo que indica que las diferencias entre las ofertas a precios más bajos y las ofertas a precios más altos que se incluyen en un mismo clúster, son demasiado grandes como para tratarlas como una sola. Este resultado podía preverse ya que por los estudios anteriores realizados, sabemos que hay más de 2 tipos de ofertas.

- Para el caso de 3 clúster, los resultados obtenidos son:

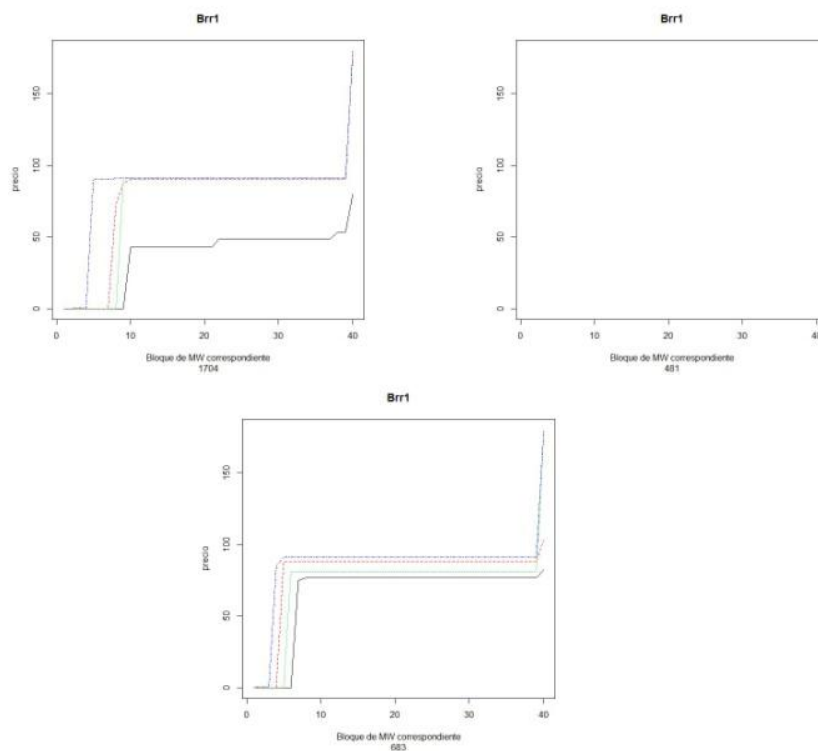


Figura (5.46)
División de ofertas en 3 clúster
Datos de la central de Barrios 1, año 2012

Que tampoco es un buen resultado, la dispersión sigue siendo muy alta.

- Para el caso de 4 clúster, los resultados obtenidos son:

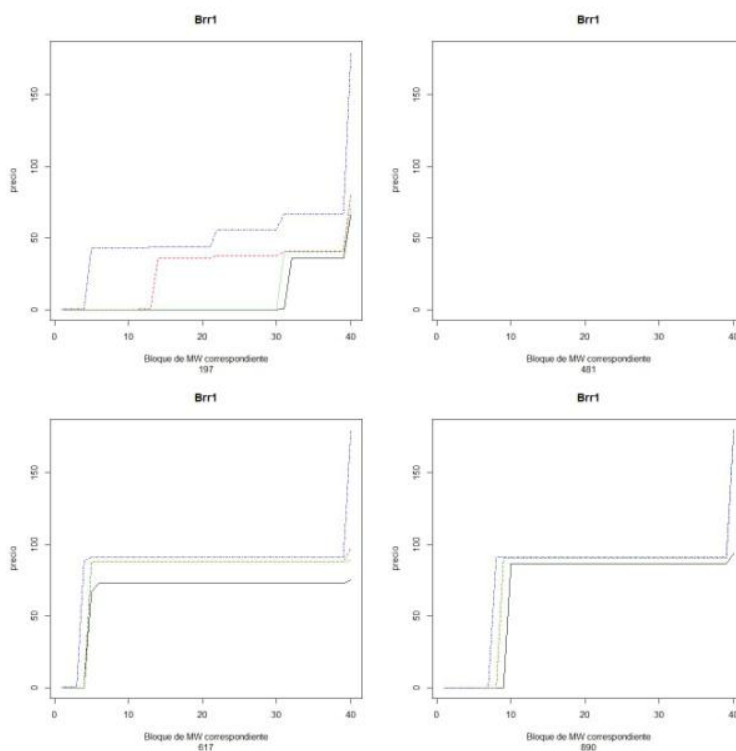


Figura (5.47)
División de ofertas en 4 clúster
Datos de la central de Barrios 1, año

Mejora mucho con respecto a 3 clúster, las curvas de los percentiles están muy próximas entre sí. No obstante, vamos a estudiar el caso con 5 clúster para ver si son necesarios o si es suficiente con 4.

- Para el caso de 5 clúster, los resultados obtenidos son:

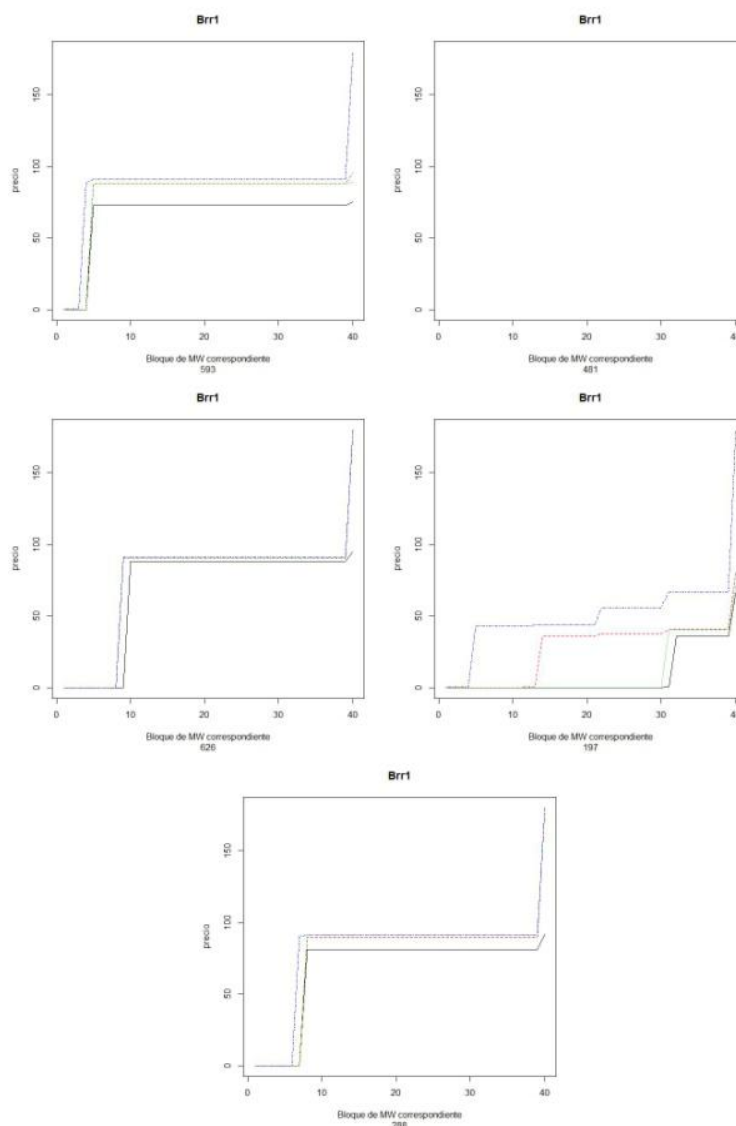


Figura (5.48)
División de ofertas en 5 clúster
Datos de la central de Barrios 1, año 2012

El análisis no mejora significativamente con respecto a 4 clúster, por lo que la selección para esta unidad sería de 4 clúster.

Siguiendo con el ejemplo de Barrios 1, usando los datos para el primer trimestre del año 2012 y haciendo la división en 4 clúster, obtenemos los siguientes números de horas incluidas en cada clúster:

Clúster	Número de casos
1	786
2	288
3	489
4	621

Nota: el número de casos suma 2184, correspondiente a $(31+29+31)$ días \cdot 24 horas

Siendo:

- Clúster 1: Horas con ofertas a 0 o a precios muy bajos.
- Clúster 2: Horas con ofertas a 0 hasta el 10% de su potencia máxima, y a precios cercanos a sus costes hasta la práctica totalidad de su potencia.
- Clúster 3: Semejante al clúster 2, pero el segundo bloque de ofertas son a precios más elevados.
- Clúster 4: Horas en las que no llega a ofertar toda su potencia.

Así habríamos realizado los 8 primeros pasos de los indicados anteriormente. Al realizar el paso 9 (repetir el proceso con las demás centrales), observamos que no es suficiente con tan solo los 4 clúster que hemos seleccionado en la central de Barrios 1. Trabajaremos con 6 clúster, cuya definición se muestra a continuación en la conclusión (5.4):

Conclusión 5.4

Podemos agrupar las ofertas de las unidades de generación térmicas en 6 grandes bloques:

1. *Horas ofertando a precios muy bajos*
2. *Horas ofertando a precios semejantes a costes*
3. *Horas ofertando a precios bajos o semejantes a costes hasta el 75% de su potencia máxima y a precios altos el resto.*
4. *Horas ofertando a precios bajos o semejantes a costes hasta el 50% de su potencia máxima y a precios altos después.*
5. *Horas ofertando a precios bajos o semejantes a costes hasta el 25% de su potencia máxima y a precios altos después.*
6. *Horas en las que no se oferta toda la potencia instalada.*

Como es lógico, no todas las centrales tienen ofertas que se incluyan en todos los clústers. Por ejemplo, en el caso mostrado anteriormente, Barrios 1 en el año 2012, solo tendremos ofertas incluidas en los clúster 1, 2, 3 y 6.

Una vez entendido el funcionamiento de las ofertas de las centrales térmicas, resultará igualmente interesante observar las diferencias en cuanto al comportamiento al realizar ofertas de estas centrales y el de otros tipos de unidades de generación. En este caso, la comparación se hará con las centrales de ciclo combinado, pudiendo realizarse su estudio de una forma semejante a la explicada anteriormente.

5.5.2 Análisis de Clúster para las Ofertas de las Centrales de Ciclo Combinado

Para comprobar si las ofertas de los ciclos combinados pueden agruparse de la misma manera que las de las centrales térmicas, seguimos los mismos pasos.

La lista de ciclos combinados y sus potencias máximas es:

Unidades	MW
ACE3	386
ACE4	372,6
ALG3	806,2
AMBIETA	786,4
ARCOS1	389,2
ARCOS2	373,2
ARCOS3	822,8
ARRU1	394,6
ARRU2	390
BAHIAB	785,3
BES3	411,9
BES4	399,7
BES5	840
CAMGI10	392,6
CAMGI20	387,9
COL4	390,9
CTGN1	418,2
CTGN2	417,8

Unidades	MW
CTGN3	412,7
CTJON1	392,6
CTJON2	378,9
CTNU	790,6
CTJON3	418,4
CTNU	790,6
CTN3	782
CTN4	839,3
ECT2	200,6
ECT2TG	200,6
ECT2TV	95
ECT3	804,3
ESC6	815,6
ESCCC1	402,6
ESCCC2	401,3
ESCCC3	395,2
MALA1	403,7
PALOS1	386,7

Unidades	MW
PALOS2	389,1
PALOS3	391
PBCN1	434,8
PBCN2	431,4
PGR5	834,7
PVENT1	405
PVENT2	414
SAGU2	411,8
SAGU1	409,7
SAGU3	410,6
SBO3	391,3
SRI4	426
SRI5	424
SROQ1	389,8
SROQ2	401,8
STC4	396,4
TAPOWER	416,9
TARRAG	385,8

La siguiente gráfica muestra la variación de los costes de este tipo de centrales durante los años 2011 y 2012, teniendo en cuenta su rendimiento y las emisiones de CO₂:

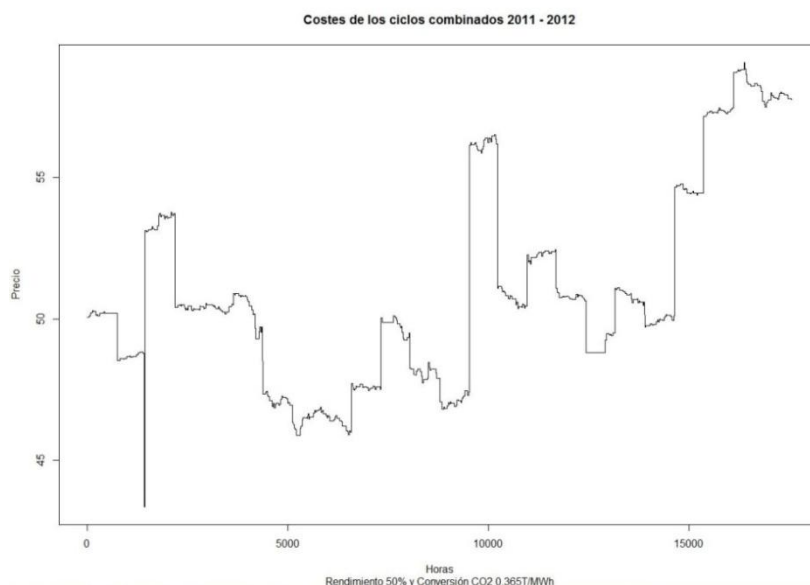


Figura (5.49)

Costes estimados de las centrales de ciclo combinado

De nuevo, solo se mostrarán los resultados de una de las centrales estudiadas, en este caso la de Arcos 1 para el último trimestre del año 2009, pudiendo consultarse el resto de resultados en el Anexo 7.

- Para el caso de 2 clúster, los resultados obtenidos son:

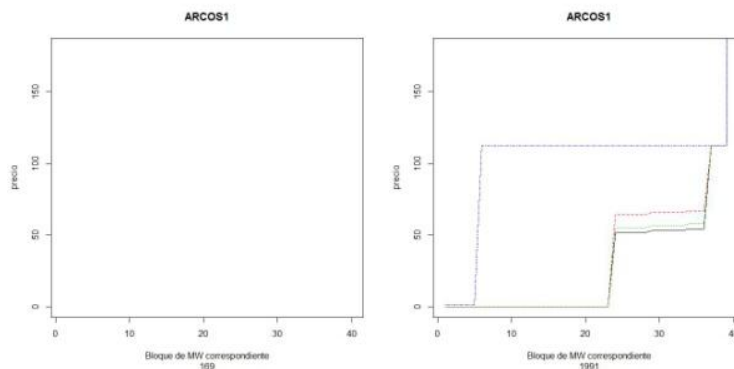


Figura (5.50)

División de ofertas en 2 clúster

Datos de la central de Arcos 1, año 2009

Como podíamos prever, no es suficiente.

- Para el caso de 3 clúster, los resultados obtenidos son:

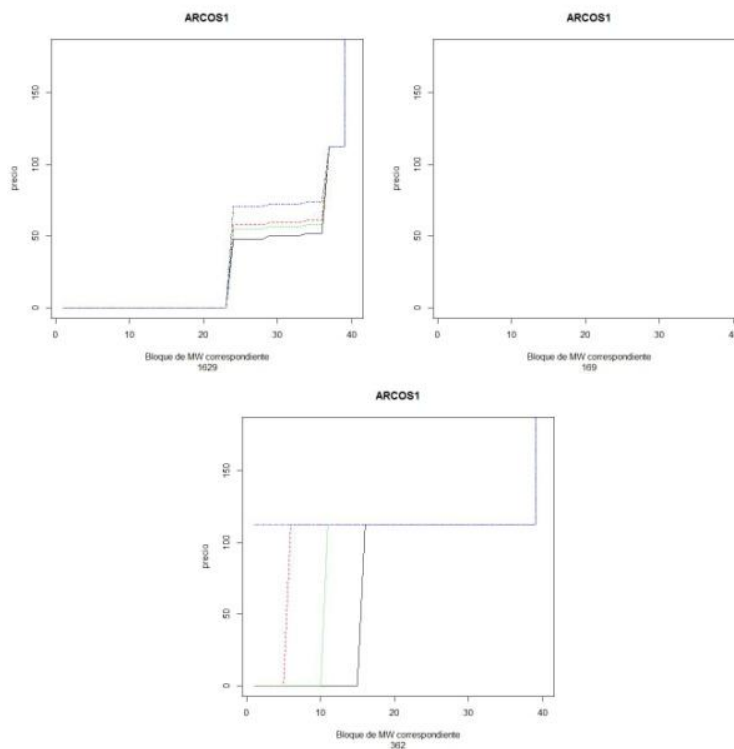


Figura (5.51)

División de ofertas en 3 clúster

Datos de la central de Arcos 1, año 2009

Las diferencias entre percentiles siguen siendo muy altas

- Para el caso de 4 clúster, los resultados obtenidos son:

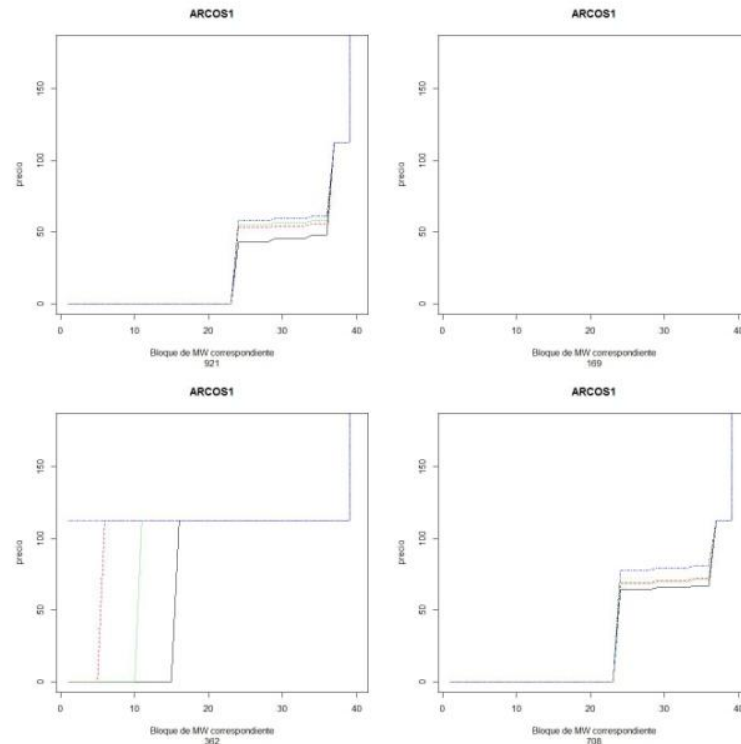


Figura (5.52)

*División de ofertas en 4 clúster
Datos de la central de Arcos 1, año 2009*

Las distancias entre percentiles son pequeñas, la agrupación en este caso sí es válida para nuestro estudio.

De nuevo, al realizar el paso 9 (repetir el proceso con las demás centrales), observamos que no es suficiente con tan solo los 4 clúster que hemos seleccionado en la central de Arcos 1. Finalmente se ha decidido trabajar con los mismos 6 clúster que seleccionamos para las centrales térmicas. Una representación gráfica de dichos 6 clúster es:

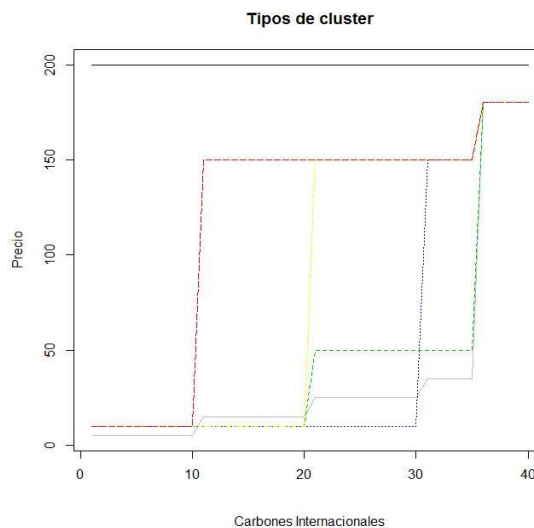


Figura (5.53)

Representación de los 6 tipos de clúster teóricos

Nota: Recordamos que el eje de abscisas representa los 40 bloques en el que se ha dividido la potencia instalada de la central, siendo bloques de diferente tamaño en función de la central.

5.5.3 Distribución Horaria de los Tipos de Ofertas

Una vez definidos los clúster, necesitamos ver cuáles son las horas en las que se ha ofertado siguiendo cada clúster. Para una clara visualización, se utilizarán matrices de 24 filas (correspondientes a las 24 horas del día) y 365 ó 366 columnas, correspondientes a cada día del año, de tal forma que el elemento X_{ij} de la matriz corresponderá a la hora i del día j del año estudiado. Cada elemento X_{ij} llevará un color, que será representativo del clúster al que pertenece, siendo estos colores:

Gris → Ofertas a precios muy bajos

Verde → Ofertas a precios semejantes a costes

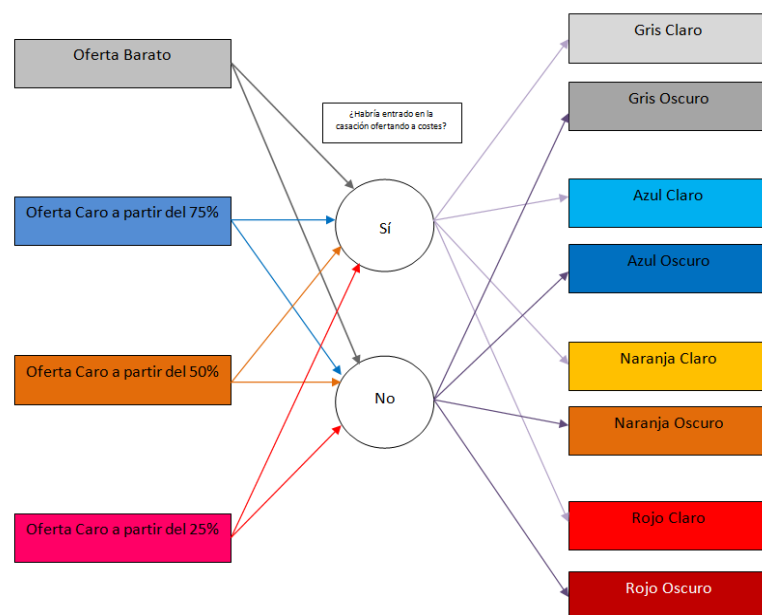
Azul → Ofertas a precios altos a partir del 75% de la potencia máxima

Naranja → Ofertas a precios altos a partir del 50% de la potencia máxima

Rojo → Ofertas a precios altos a partir del 75% de la potencia máxima

Negro → Días en los que no se ha ofertado

Además, dentro de cada uno de los colores (excepto en el verde, que se corresponde a ofertas a costes) hacemos una diferenciación más en función de si afectó o no a la casación en el pool el hecho de no ofertar a costes. Los tonos más claros de azul, naranja y rojo corresponden a los casos en los que sí habría variado el pool si la oferta hubiese sido a costes, mientras que los tonos oscuros corresponden a las horas en las que el pool no se habría modificado. En el caso del clúster correspondiente al color gris, el tono más claro indica que si hubiese ofertado a precio semejante a costes, el pool no se habría visto afectado, mientras que los tonos oscuros implican que el despacho varía como consecuencia de la oferta a precios menores que los costes.



Clúster	¿Habría entrado en la casación ofertando a costes?	Color
1	Si	Gris Claro
	No	Gris Oscuro
2	Si	Azul Claro
	No	Azul Oscuro
3	Si	Naranja Claro
	No	Naranja Oscuro
4	Si	Rojo Claro
	No	Rojo Oscuro

De esta forma:

1. Gris oscuro → Modificación de precio
2. Azul Claro → Retirada de potencia del 25%
3. Naranja Claro → Retirada de potencia del 50%
4. Rojo Claro → retirada de potencia del 75%

1. Gris oscuro → Modificación de precio:

En el caso de que el color resultante sea gris oscuro, estaremos en una situación en la que la oferta ha sido a precios muy bajos, por lo que la central se estará asegurando casar su energía. La modificación de precio con la que nos referimos al tono oscuro llega de la mano de unos precios de pool que no habrían supuesto la casación de la energía de dicha central si está en vez de ofertar a precios bajos hubiese ofertado a precios semejantes a sus costes. Esto supone una modificación, a la baja, del precio marginal “ideal” que saldría del pool si todas las unidades ofertaran a un precio semejante a sus costes.

Como ejemplo explicativo podemos tomar el siguiente, con 2 generadores y un comercializador que suponemos que tiene una demanda fija de 700 MW:

Generador A:

Costes	Energía (MWh)	Precio ofertado (€/MWh)
45	100	20
55	200	25
65	300	30

Generador B:

Costes	Energía (MWh)	Precio ofertado (€/MWh)
40	100	40
50	200	50
60	300	60

Con estas ofertas, el despacho sería:

A	600 MWh
B	100 MWh
Precio Marginal	40€/MWh

Mientras que si el generador A hubiese ofertado con precios iguales a sus costes, el despacho habría sido:

A	300 MWh
B	400 MWh
Precio Marginal	60€/MWh

Como puede observarse, el precio marginal obtenido con el generador A ofertando a precios inferiores que sus costes supone un descenso del precio marginal obtenido.

2. Azul Claro → Retirada de potencia del 25%:

En el caso de que el color resultante sea azul claro, estaremos en una situación en la que la oferta ha sido a precios muy altos a partir del 75% de la potencia máxima instalada del generador, por lo que la central se estará asegurando no casar ese bloque de energía. La modificación de precio llega de la mano de unos precios de pool que sí habrían supuesto la casación de ese bloque de energía si en vez de ofertarlos a precios altos los hubiese ofertado a precios semejantes a sus costes. Esto supone una modificación, al alza, del precio marginal “ideal” que saldría del pool si todas las unidades ofertaran a un precio semejante a sus costes.

Como ejemplo explicativo podemos tomar el siguiente, con 2 generadores y un comercializador que suponemos que tiene una demanda fija de 1000 MW:

Generador A (Potencia = 800MW):

Costes	Energía (MWh)	Precio ofertado (€/MWh)
30	200	30
35	400	35
40	200	180

Generador B (Potencia = 800MW):

Costes	Energía (MWh)	Precio ofertado (€/MWh)
40	200	40
50	400	50
60	200	60

Con estas ofertas, el despacho sería:

A	600 MWh
B	400 MWh
Precio Marginal	50€/MWh

Mientras que si el generador A hubiese ofertado con precios iguales a sus costes, el despacho habría sido:

A	800 MWh
B	200 MWh
Precio Marginal	40€/MWh

Como puede observarse, el precio marginal obtenido con el generador A ofertando a precios superiores a sus costes supone un aumento del precio marginal obtenido.

3. Naranja Claro → Retirada de potencia del 50%:

Caso semejante al de 2. con la salvedad de que el aumento de precio corresponde a aproximadamente la mitad de la energía que podría llegar a generar la unidad.

4. Rojo Claro → retirada de potencia del 75%:

Caso semejante al de 2. con la salvedad de que la oferta a costes es de tan solo el 25% de la energía que podría ofertar.

A continuación se explicará detalladamente el comportamiento de una central térmica y una central de ciclo combinado. Las centrales seleccionadas son la central térmica de Lada 3 y la central de ciclo combinado de San Roque 1. El resto de matrices con la distribución horaria de los clúster de todas las centrales de ambos tipos pueden observarse en el Anexo 9 para el caso de las centrales térmicas y en el Anexo 10 para el caso de las centrales de ciclo combinado.

➤ NOTA: Horas valle y punta.

En las siguientes líneas hablaremos varias veces de las horas valle y punta, por lo que antes es necesario explicar a qué nos referimos y en que nos basamos para diferenciarlas.

- Horas valle: Se corresponden con las horas de noche. En función de la estación en la que nos encontremos pueden variar ligeramente, pero generalmente son las horas comprendidas entre las 24h y las 6 ó 7h. Se caracterizan por una energía “más barata” ya que al haber menos demanda, esta puede llegar a cubrirse completamente con energía nuclear o con fuentes de energía que operan en régimen especial.

- Horas punta: Se corresponden con las horas de día. Generalmente son todas las horas desde las 7 de la mañana hasta las 12 de la noche. Los precios pagados por la energía son mayores que los pagados en las horas valle y tienen una mayor volatilidad.

Si observamos la curva de demanda típica de un día cualquiera (Ver Figura 5.54) , la diferenciación entre estos 2 tipos de hora es clara.

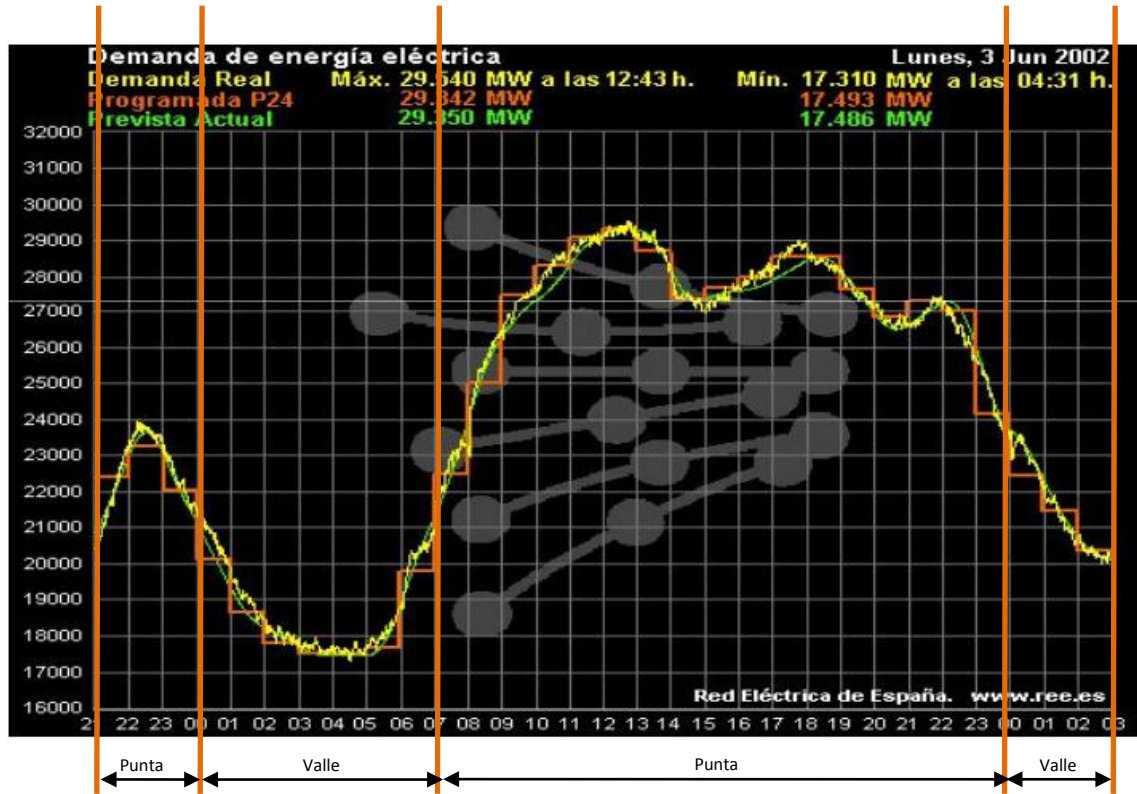
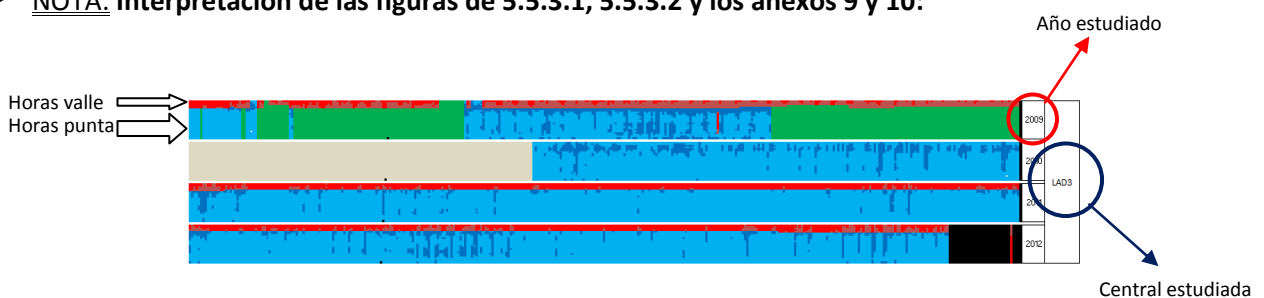


Figura (5.54)
Ejemplo de demanda horaria

➤ **NOTA:** Interpretación de las figuras de 5.5.3.1, 5.5.3.2 y los anexos 9 y 10:



Cada una de las 365 divisiones del eje horizontal (366 si el año es bisiesto) corresponde a un día del año.

Cada una de las 24 divisiones del eje vertical (en cada año) corresponde a la hora del día.

De esta forma tenemos, para cada uno de los 4 años estudiados (2009-2012), un total de 8760 celdas (8784 en años bisiestos), cada una de las cuales tomará un color en función de la diferencia entre los costes teóricos calculados y el precio de oferta realizada por la central en dicha hora, siguiendo el código de colores explicado en 5.5.3.

5.5.3.1 Análisis Horario de la Central Térmica Lada 3:

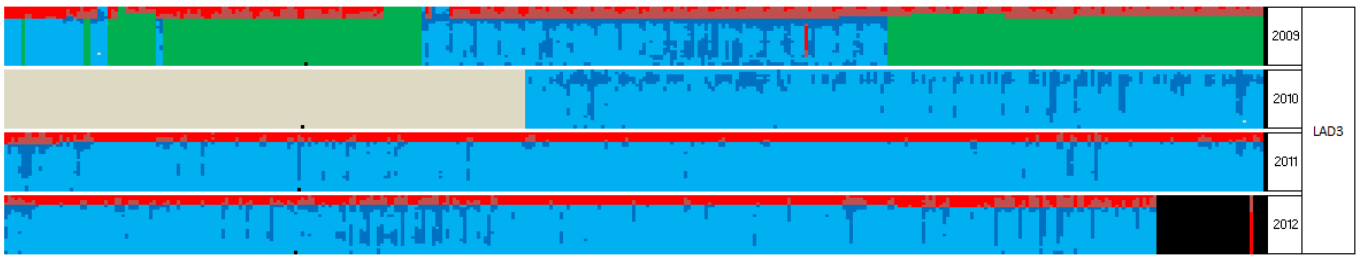


Figura (5.55)
Distribución horaria de ofertas
Datos de la central de Lada 3, años 2009 - 2012

I. Año 2009:

En las horas valle, observamos que las celdas son de color rojo, correspondiente al clúster 5 (Ofertas a precios altos a partir del 25% de su potencia máxima). Además el color rojo es oscuro, lo que indica que si la central en vez de ofertar a precios elevados hubiese ofertado a precios semejantes a costes, el resultado de la casación en el pool habría sido el mismo.

En las horas punta, la central alterna entre ofertas a precios semejantes a costes y ofertas a precios semejantes a costes del 75% de su potencia, siendo el 25% restante ofertado a precios altos. De nuevo, observamos una mayoría de colores claros, lo que implica una retirada del 25% de su potencia.

II. Año 2010:

En la primera mitad de año vemos que todas las celdas son de color gris oscuro, lo que quiere decir que la central ha ofertado a precios muy bajos para asegurarse entrar en la casación, y que si hubiese ofertado a precios semejantes a costes no habría casado su energía.

En la segunda mitad del año las ofertas estuvieron incluidas en el clúster azul y se ve una ligera diferencia entre horas valle y punta. En las horas punta la central retiró el 25% de su potencia.

III. Año 2011:

En este año la diferencia de oferta entre las horas valle y las horas punta se observa claramente. En las horas valle hay una retirada de potencia del 75%, mientras que en las horas punta este número disminuye hasta el 25%.

IV. Año 2012:

Caso muy semejante al del año 2011. En los últimos días, la central estuvo cerrada y no ofertó (color negro).

5.5.3.2 Análisis horario de la central de ciclo combinado San Roque 1:

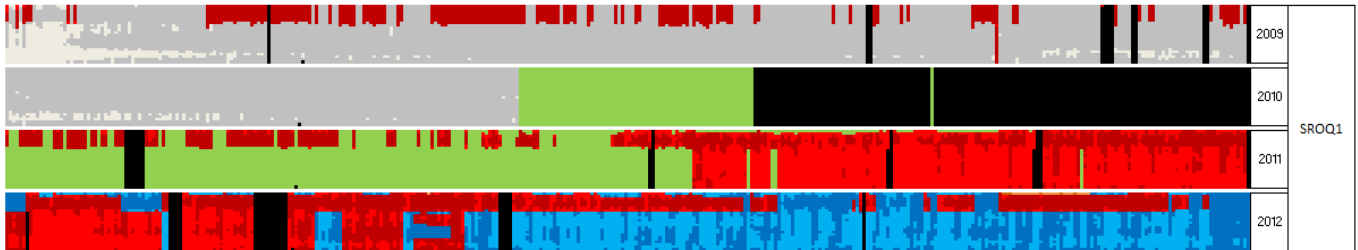


Figura (5.56)
Distribución horaria de ofertas
Datos de la central de San Roque 1, años 2009 - 2012

I. Año 2009:

Aproximadamente la mitad de los días del año, oferta a precios altos en horas valle y a precios muy bajos en horas punta. En dichos días, las ofertas en hora punta modifican la casación ya que el despacho hubiese sido distinto si hubiesen ofertado a costes, mientras que en horas valles no se modifica la casación ya que no habría entrado ni ofertando a costes.

En la otra mitad de los días, las ofertas son mayoritariamente baratas, haciendo que la central case su energía ofertando a precios menores que sus costes.

II. Año 2010:

Podemos dividir el año en 3 temporadas:

- i. En el principio de año, las ofertas son a precios muy bajos, casando siempre su energía.
- ii. En la segunda parte del año, está varios meses ofertando a precios semejantes a costes.
- iii. En el final del año, la central estuvo cerrada por obras, de ahí que no ofertase ningún día.

III. Año 2011:

En horas valle, hay una tendencia generalizada durante todo el año a ofertar a precios elevados, no modificándose con ello la casación.

En horas punta, podemos dividirlo en 2 grandes temporadas, aproximadamente de medio año cada una:

- i. En el primer semestre del año, oferta a precios semejantes a costes.
- ii. En la segunda mitad del año, oferta a precios elevados, suponiendo esto una retirada de potencia ya que de haber ofertado a precios semejantes a costes, habría entrado en la casación.

IV. Año 2012:

En horas valle, la tendencia es a continuar las ofertas del año 2011, ofertando a precios altos. En la última parte del año, estas ofertas a precios altos solo son de aproximadamente el 25% de su potencia y no modifican la casación.

En horas punta, de nuevo tenemos 2 tipos de días:

- Ofertas altas del 25% de su potencia (grupo mayoritario).
- Ofertas altas de la práctica totalidad de su potencia.

En ambos casos, suponen una retirada de potencia ya que de haber ofertado a costes, habrían casado su energía.

5.5.3.3 Resultados del análisis horario:

Como puede observarse en las curvas obtenidas, la diferencia entre las horas valle y las horas punta es notable en la gran mayoría de los casos. Por ello, se ha tratado por separado cada tipo de horas.

Si procedemos para todas las centrales térmicas y todas las centrales de ciclo combinado de la misma manera que se actuó anteriormente con las centrales Lada 3 y San Roque 1, obtenemos los siguientes cuadros resumen:

1. Centrales térmicas:

VALLE

Unidad	2009	2010	2011	2012
ABO1				
ABO2				
BRR1				75
GUA1	75		75	75
LAD3	75		75	75
LAD4			75	
LIT1				25 75
LIT2				25
MEI1				
NRC1				25
NRC2			75	75
PAS1				
PGR1				75
PGR2				75
PGR3				75
PGR4				75
PLL1			75	75 25
ROB1				75
SRI1				
SRI2			75	25

PUNTA

Unidad	2009	2010	2011	2012
ABO1				
ABO2				
BRR1			75	75
GUA1			50	
LAD3	50	50 50	50	50
LAD4				
LIT1				25 75
LIT2				25
MEI1				75
NRC1	25	25	25	25
NRC2				
PAS1				
PGR1			75	75
PGR2				75
PGR3				75
PGR4				75
PLL1				25
ROB1				
SRI1				
SRI2	25	25	25	25

2. Ciclos Combinados:

VALLE

Unidad	2009	2010	2011	2012
ACE3			75	
ACE4	75			
ALG3				
AMBIETA	25			
ARCOS1			75	
ARCOS2	75		75	
ARCOS3			75	
ARRU1	75			
ARRU2	75			
BES3				
BES4				
BES5				
CAMGI10	75			
CAMGI20				
COL4				
CTGN1	75			
CTGN2	75			
CTGN3	75			
CTJON1	75			
CTJON2	75			
CTNU	75		75	
ECT3				
ESC6				
ESCC1	75			
ESCC2	75			
ESCC3	75			
MALA1				
PALOS1	75			
PALOS2	75			
PALOS3	75			
PBCN1				
PBCN2				
PGR5	75		75	
PVENT1	75			
PVENT2	75			
SAGU1				
SBO3				
SROQ1	75		75	
SROQ2				
TAPOWER	50		50	
TARRAG				
	2009	2010	2011	2012

PUNTA

	2009	2010	2011	2012
ACE3				50
ACE4			75	50 75
ALG3			50	75
AMBIETA	25	25	75 50	75
ARCOS1				50
ARCOS2				50
ARCOS3		75	75	75
ARRU1				
ARRU2				
BES3		25	25	
BES4				50 75
BES5			25	50 25
CAMGI10				
CAMGI20				
COL4				
CTGN1				75
CTGN2				75
CTGN3				75
CTJON1				
CTJON2				
CTNU				75
ECT3				50 75
ESC6	50	75 50	75	75
ESCC1				75
ESCC2				75
ESCC3				75
MALA1				75
PALOS1				
PALOS2				
PALOS3				
PBCN1			75	75
PBCN2			75	75
PGR5			75	75
PVENT1				75
PVENT2				75
SAGU1				75 50
SBO3				
SROQ1			75	50 75
SROQ2			25	25
TAPOWER	50	50	50 75	50
TARRAG				
	2009	2010	2011	2012

Siendo la leyenda de ambas tablas:

Gris Claro	Oferta barato
Gris Oscuro	Modificación de precio
Verde	Oferta a costes
Azul Claro	Retirada del 25% de potencia
Azul Oscuro	Oferta caro a partir del 75%
Naranja Claro	Retirada del 50% de potencia
Naranja Oscuro (Marrón)	Oferta caro a partir del 50%
Rojo Claro	Retirada del 75% de potencia
Rojo Oscuro	Oferta caro a partir del 25%
Negro	No hay datos

5.5.4 Conclusiones del Análisis Horario

Fruto del análisis anterior, podemos derivar las siguientes conclusiones:

5.5.4.1 Centrales Térmicas que usan Carbón Internacional:

- I. Grandes diferencias en las ofertas entre horas valle y punta. Comportamiento generalizado, todas las centrales y todos los años.
- II. Generalmente, ofertas más caras en horas valle. En los primeros años y durante estas horas no hay retirada de potencia ya que aunque hubiesen ofertado a costes, no habrían entrado en la casación. En los últimos años hay retiradas de potencia, lo cual coincide con que son los años de mayores restricciones y mayores precios marginales del pool.
- III. Para poder explicar los resultados obtenidos en las horas punta de los años 2010 y 2011, hay que comentar antes la variación que sufrieron los costes en esos años. Los costes de las centrales térmicas son menores que los de las centrales de ciclo combinado, excepto en el año 2010 y en los primeros meses de 2011, cuando el carbón fue anormalmente caro. Por este motivo, si una central ofertó con precios bajos en el año 2009, el color que le corresponde en este estudio es el Gris Claro ya que el pool quedó a precios inferiores a sus costes y la cantidad de energía casada habría sido la misma que si hubiesen ofertado a precios semejantes a costes, sin embargo, si fue en el año 2010 cuando se ofertó a esos mismo precios bajos, el color que le corresponde en este estudio es el Gris Oscuro debido a que el aumento de los costes los hizo en este caso superiores al pool, por lo que la casación habría sido distinta si hubiesen ofertado a costes, ocasionando esto un descenso del precio del pool.
- IV. Mayor retirada de potencia en el año 2012 tanto en valles como en puntas → Debido a las mayores restricciones en ese año.

5.5.4.2 Centrales de Ciclo Combinado:

- I. Generalmente, grandes diferencias en las ofertas entre horas valle y punta (años 2009 – 2011).
- II. Durante el año 2009, el precio del pool fue bajo en horas valle, de ahí que en el caso de ofertar a costes, la central habría casado su energía. Generalmente, las ofertas de cada central fueron a precios muy altos, a precios muy bajos o a una mezcla de ambos tipos en función del día. El pool en puntas quedó, en media, aproximadamente 10€ más alto que en valles, lo que hace que se acerque a los costes de las centrales, de ahí que algunos días las ofertas a precios muy bajos supongan una modificación del precio del pool, mientras que otros no lo afectan.
- III. Los precios del pool en valles del año 2010 fueron excepcionalmente bajos lo que hace que, pese a que fue el año de sus menores costes, este tipo de centrales se vean obligadas a ofertar a precios muy bajos si quieren casar su energía ya que si ofertasen a costes no la casarían, por lo que están modificando a la baja el precio final del pool.
- IV. La media de precios del pool del año 2011 fue 13€ mayor que la del año 2010, lo cual es coherente con el aumento de los precios de oferta en el año 2011.
- V. En muchas centrales (Escombreras, Castelnou, etc.), durante el año 2012 la oferta en valle y en punta fue la misma. Lo que marca la diferencia entre Rojo Claro y Rojo Oscuro es la variación del pool que fue, de media, 11€ mayor en las horas punta. Esta diferencia de precio es lo que hace pasar de “no habría entrado ofertando a costes” en valles a “habría entrado ofertando a costes” en puntas. Esto también está favorecido por las mayores restricciones de ese año.

6. Conclusiones y Líneas de Investigación Futuras

6.1 Conclusiones

6.1.1 *Relación del Precio Ofertado por las Centrales de Ciclo Combinado y las Centrales Térmicas con el Precio del Gas, del Petróleo y de las Emisiones CO₂*

No podemos basarnos en una regresión lineal simple usando como datos de entrada únicamente el precio de compra del gas, el precio del barril de petróleo y los costes derivados de las emisiones de CO₂ para obtener una buena estimación de las ofertas futuras. Esto es aplicable tanto a las centrales de ciclo combinado como a las centrales térmicas y tanto a aquellas que usan carbones nacionales como a aquellas que usan carbones importados.

6.1.2 *Agrupación de las Ofertas de las Centrales Térmicas y de las Centrales de Ciclo Combinado*

Cada una de las ofertas correspondiente a cada central en cada hora del año pertenece a uno de los siguientes tipos:

1. Oferta de toda la potencia disponible a precios muy bajos. Considerándose precios bajos a aquellos muy inferiores a los costes teóricos calculados para cada tipo de central. En el caso de los ciclos combinados, podemos considerar precios bajos aquellos que son inferiores a los 30€/MWh, mientras que en el caso de las centrales térmicas a aquellos inferiores a los 25€/MWh.
2. Horas ofertando a precios semejantes a costes. Los costes se han calculado para cada uno de los días, por lo que su valor puede variar con el tiempo. No obstante, podemos afirmar que los costes de generación de las centrales de ciclo combinado son mayores que las de las centrales térmicas, a excepción del año 2010 y los primeros meses del año 2011, en los que el aumento del precio del carbón ocasionó un aumento de los costes de las centrales térmicas, superando incluso los de las centrales de ciclo combinado.
3. Horas ofertando a precios bajos o semejantes a costes hasta el 75% de su potencia máxima y a precios altos el resto. Este tipo de precios representa a aquellas ofertas con las que se busca casar una parte importante de la energía que es capaz de generar la central, arriesgando su último bloque con precios más agresivos.
4. Horas ofertando a precios bajos o semejantes a costes hasta el 50% de su potencia máxima y a precios altos después. Estas ofertas son lógicas cuando la central busca generar el mínimo de energía, evitando así parar completamente por los elevados

costes de arranque. Es muy lógico su uso en horas valle en las que la demanda de energía es baja y el precio marginal del pool es bajo.

5. Horas ofertando a precios bajos o semejantes a costes hasta el 25% de su potencia máxima y a precios altos después. Ofertas complejas en las que la central busca casar en el mercado primario una parte de su energía menor a su mínimo técnico, buscando normalmente casar una cantidad mayor en el mercado secundario, intradiario, etc.
6. Horas en las que no se oferta toda la potencia instalada. Puede ser debido a mantenimiento de la central, revisiones programadas, fallos, etc.

6.1.3 Caracterización de las Ofertas de las Centrales Térmicas y de las Centrales de Ciclo Combinado

1. Grandes diferencias entre las ofertas en horas valle y las ofertas en horas punta. Como ya hemos comentado anteriormente, las unidades estudiadas en este proyecto no suelen ser candidatas a casar su energía en horas valle debido a sus mayores costes de producción si los comparamos a fuentes más baratas como la nuclear, a la que además se le une la entrada de las centrales que operan en régimen especial y a la baja demanda en dichas horas.
2. Ofertas más caras, generalmente, en horas valle. Esto puede deberse a que si en las previsiones de precios marginales de las centrales, estos no se acercan a aquellos que hacen rentable su producción de energía, prefieren ofertar a precios elevados y asegurarse así no tener que arrancar la central.
En los primeros años estudiados, esto no tiene ninguna influencia en el precio marginal obtenido tras el pool ya que este es lo suficientemente bajo como para que las centrales térmicas de carbón y las de ciclo combinado no hubiesen casado su energía aunque hubiesen ofertado a costes.
En los últimos años el precio del pool fue mayor, influido por ser también los años en los que se ha permitido a las centrales hacer un mayor uso de ofertas complejas (restricciones). Esto sobre todo es aplicable al año 2012. Estos valores más altos de los precios del pool hacen que las ofertas a precios altos que realizan los generadores supongan una retirada de potencia que hace que suba aún más el precio del pool.
3. Los costes de las centrales térmicas son menores que las de las centrales de ciclo combinado, exceptuando los últimos meses del año 2010 y los primeros del año 2011, meses en los que el precio del carbón fue excepcionalmente alto.
Por este motivo, si una central térmica de carbón ofertó con precios bajos en el año 2009, el color que le corresponde en este estudio es el gris claro ya que el pool quedó a precios inferiores a sus costes y la cantidad de energía casada habría sido la misma que si hubiesen ofertado a precios semejantes a costes, mientras que si fue en el año 2010 cuando se ofertó a esos mismo precios bajos, el color que le corresponde en este

estudio es el gris oscuro ya que el aumento de los costes los hizo en este caso superiores al pool, por lo que la casación habría sido distinta si hubiesen ofertado a costes, ocasionando esto un descenso del precio del pool.

4. La media de precios del pool del año 2011 fue 13€ mayor que la del año 2010, lo cual es coherente con el aumento de los precios de oferta en el año 2011.
5. Durante el año 2009, el pool en valles quedó a precios bajos, de tal forma que en el caso de ofertar a costes, las centrales térmicas de carbón habrían casado su energía. El pool en puntas quedó, en media, aproximadamente 10€ más alto que en valles, lo que hace que se acerque a los costes de las centrales, de ahí que algunos días las ofertas a precios muy bajos supongan una modificación del precio del pool, mientras que otros no lo afectan.
6. Los precios del pool en valles del año 2010 fueron excepcionalmente bajos lo que hace que, pese a que fue el año de sus menores costes, estos tipos de centrales se vean obligadas a ofertar a precios muy bajos si quieren casar su energía ya que si ofertasen a costes no la casarían, por lo que están modificando a la baja el precio final del pool.
7. En muchas centrales de ciclo combinado (Escombreras, Castelnou, etc.), durante el año 2012 la oferta en valle y en punta fue la misma. Lo que marca la diferencia entre rojo claro y rojo oscuro es la variación del pool que fue, de media, 11€ mayor en las horas punta. Esta diferencia de precio es lo que hace pasar de “no habría entrado ofertando a costes” en valles a “habría entrado ofertando a costes” en puntas. Esto también está favorecido por las mayores restricciones de ese año.

6.2 Líneas de Investigación Futuras

Este proyecto es la base de un proyecto mayor, que consiste modelar las ofertas de todas las unidades de generación del mercado eléctrico español, para así poder adaptar y optimizar las ofertas de las centrales pertenecientes a la empresa con los datos resultantes del modelo.

Una vez alcanzados los objetivos principales de este proyecto (entender y caracterizar las ofertas), el siguiente paso sería comenzar a crear el modelo. Para ello, habría que asignar probabilidades a cada uno de tipos de clúster definidos en cada central diferenciando las horas valle de las horas punta. Para obtener los valores de los costes, necesitaríamos los precios futuros del gas y de las emisiones de CO₂, los cuales se obtendrían usando métodos estadísticos complejos basados en series temporales. Al estar realizando este proyecto dentro de la empresa Gas Natural Fenosa, estos precios de futuros ya están calculados por equipos especializados en ello.

Si comenzamos trabajando con el clúster correspondiente a las ofertas semejantes a costes y realizamos una regresión únicamente de las ofertas incluidas en él con los precios del carbón y de las emisiones de CO₂, el resultado obtenido es mucho más satisfactorio que el obtenido en los primeros pasos de este proyecto, obteniendo unos valores de R² más cercanos a la unidad. Además, una vez obtenidos los valores de los coeficientes β_0 , β_1 y β_2 de la regresión, es inmediato obtener el rendimiento de dicha central. A modo de ejemplo, se ha realizado este proceso para la unidad de Meirama 1, obteniendo:

$$\text{Oferta} = 8.05 + 2.52 \cdot \text{Precio (Carbón)} + 0.98 \cdot \text{Precio (CO}_2\text{)}$$

Por lo que podemos estimar el rendimiento de esta central como:

$$\mu = 1/2.52 = 0.397 \Rightarrow \mu = 39.7\%$$

Lo cual es una buena aproximación al dato real de rendimiento de esta central.

Una vez conseguido el rendimiento de cada central, se podrá hacer una estimación de los costes y con ellos es sencillo obtener los valores necesarios para definir el resto de clúster utilizados.

Para mejorar el modelo, se pueden repetir todos los pasos dados y obtener el estudio del año 2013, datos que en momento de realizar este proyecto no estaban disponibles en su totalidad por lo que se decidió no tenerlos en cuenta.

7. Anexos

Anexo 1. Histórico de Precios de Emisiones de CO₂:

(Solo se muestran los primeros días de cada mes, para el estudio se ha tenido en cuenta el precio exacto de cada día)

FECHA	€/Ton	FECHA	€/Ton	FECHA	€/Ton
01/07/2005	25,10	01/04/2008	22,25	04/02/2011	14,35
01/08/2005	22,08	02/05/2008	23,70	01/03/2011	14,80
01/09/2005	23,43	02/06/2008	25,99	01/04/2011	16,30
03/10/2005	22,73	01/07/2008	28,73	02/05/2011	16,45
02/11/2005	22,01	01/08/2008	21,25	01/06/2011	16,60
01/12/2005	19,75	01/09/2008	24,56	01/07/2011	13,19
02/01/2006	21,19	01/10/2008	22,61	01/08/2011	11,88
01/02/2006	25,85	03/11/2008	18,14	01/09/2011	12,77
01/03/2006	25,85	02/12/2008	15,29	03/10/2011	10,11
03/04/2006	26,64	02/01/2009	14,64	01/11/2011	9,85
02/05/2006	13,19	02/02/2009	10,95	01/12/2011	7,88
01/06/2006	16,47	02/03/2009	9,96	02/01/2012	6,90
03/07/2006	15,69	01/04/2009	11,82	01/02/2012	8,25
01/08/2006	16,00	04/05/2009	14,43	01/03/2012	8,64
01/08/2006	16,00	01/06/2009	14,85	02/04/2012	6,22
01/09/2006	15,78	01/07/2009	13,10	02/05/2012	7,09
02/10/2006	12,75	03/08/2009	14,30	21/06/2012	7,45
02/11/2006	10,88	01/09/2009	14,69	02/07/2012	8,04
01/12/2006	8,00	01/10/2009	13,15	01/08/2012	6,92
02/01/2007	6,48	02/11/2009	14,53	03/09/2012	8,17
01/02/2007	2,30	01/12/2009	13,48	04/10/2012	7,59
01/03/2007	0,89	04/01/2010	12,83	01/11/2012	8,06
02/04/2007	1,26	01/02/2010	12,57	03/12/2012	5,96
02/05/2007	0,48	01/03/2010	13,14	02/01/2013	6,37
01/06/2007	0,26	01/04/2010	12,90	01/02/2013	4,22
02/07/2007	0,12	03/05/2010	16,29	01/03/2013	4,56
01/08/2007	0,10	01/06/2010	14,94	01/04/2013	4,74
03/09/2007	0,09	01/07/2010	15,11	01/05/2013	2,87
01/10/2007	0,08	02/08/2010	14,35	03/06/2013	3,87
01/11/2007	0,07	01/09/2010	15,28	01/07/2013	4,21
03/12/2007	0,05	01/10/2010	15,32	01/08/2013	4,32
02/01/2008	23,00	01/11/2010	14,66	02/09/2013	4,49
01/02/2008	19,20	01/12/2010	14,76	01/10/2013	5,13
03/03/2008	20,64	03/01/2011	13,90	01/11/2013	4,60

Anexo 2. Histórico de Precios de Gas:

Fecha	GBp/therm	Fecha	GBp/therm	Fecha	GBp/therm	Fecha	GBp/therm
ene-01	29,31	mar-04	22,02	may-07	22,51	jul-10	46,01
feb-01	27,73	abr-04	21,22	jun-07	21,60	ago-10	42,48
mar-01	26,21	may-04	21,12	jul-07	29,85	sep-10	40,98
abr-01	24,90	jun-04	19,81	ago-07	28,57	oct-10	46,13
may-01	21,11	jul-04	19,60	sep-07	33,70	nov-10	49,51
jun-01	18,69	ago-04	23,57	oct-07	41,23	dic-10	62,15
jul-01	17,36	sep-04	27,52	nov-07	48,62	ene-11	55,91
ago-01	18,16	oct-04	25,44	dic-07	51,19	feb-11	53,80
sep-01	15,39	nov-04	28,77	ene-08	53,69	mar-11	60,60
oct-01	17,18	dic-04	31,18	feb-08	50,74	abr-11	57,52
nov-01	23,20	ene-05	29,99	mar-08	54,29	may-11	57,09
dic-01	27,15	feb-05	40,47	abr-08	61,85	jun-11	58,30
ene-02	24,39	mar-05	43,44	may-08	58,23	jul-11	55,15
feb-02	17,07	abr-05	31,49	jun-08	62,31	ago-11	53,97
mar-02	15,51	may-05	30,67	jul-08	60,19	sep-11	53,79
abr-02	12,28	jun-05	28,71	ago-08	54,51	oct-11	55,90
may-02	11,89	jul-05	29,18	sep-08	70,00	nov-11	58,35
jun-02	12,13	ago-05	30,91	oct-08	57,85	dic-11	56,14
jul-02	10,06	sep-05	27,81	nov-08	56,17	ene-12	54,33
ago-02	12,92	oct-05	32,88	dic-08	57,49	feb-12	65,15
sep-02	15,32	nov-05	79,54	ene-09	61,32	mar-12	58,61
oct-02	17,82	dic-05	83,01	feb-09	47,13	abr-12	59,90
nov-02	18,83	ene-06	66,67	mar-09	32,43	may-12	56,95
dic-02	20,99	feb-06	65,64	abr-09	29,08	jun-12	54,95
ene-03	22,86	mar-06	76,47	may-09	27,26	jul-12	55,56
feb-03	22,47	abr-06	41,31	jun-09	26,42	ago-12	54,55
mar-03	18,09	may-06	34,93	jul-09	23,30	sep-12	60,51
abr-03	18,05	jun-06	28,68	ago-09	21,85	oct-12	64,37
may-03	18,43	jul-06	39,75	sep-09	19,97	nov-12	65,69
jun-03	15,88	ago-06	34,54	oct-09	25,30	dic-12	65,96
jul-03	17,01	sep-06	27,05	nov-09	27,00	ene-13	66,72
ago-03	13,76	oct-06	21,19	dic-09	31,44	feb-13	68,74
sep-03	14,19	nov-06	37,97	ene-10	39,62	mar-13	86,06
oct-03	24,04	dic-06	31,28	feb-10	35,76	abr-13	70,19
nov-03	28,00	ene-07	26,98	mar-10	32,23	may-13	66,23
dic-03	30,60	feb-07	19,71	abr-10	32,79	jun-13	60,79
ene-04	26,15	mar-07	20,24	may-10	39,45	jul-13	65,23
feb-04	22,80	abr-07	16,28	jun-10	42,21	ago-13	64,68

Las unidades iniciales son GBp/Termia, a las que para el estudio hemos aplicado el tipo de cambio de GBp a USD, y de USD a € usando los valores medios mensuales de 2001 a 2013 que se pueden consultar en el anexo 3, así como el cambio de unidad de Termia a MWh (1 Termia = 0.0293071083333 MWh)

**Anexo 3. Tipos de Cambio Medios Mensuales de GBP a USD y €
Entre los Años 2001 y 2012:**

Fecha	USD - €	USD - GBP
ene-01	0,9383	1,4781
feb-01	0,9217	1,4538
mar-01	0,9095	1,4455
abr-01	0,8920	1,4348
may-01	0,8754	1,4254
jun-01	0,8532	1,4012
jul-01	0,8607	1,4142
ago-01	0,9005	1,4368
sep-01	0,9109	1,4626
oct-01	0,9059	1,4514
nov-01	0,8883	1,4366
dic-01	0,8924	1,4391
ene-02	0,8833	1,4325
feb-02	0,8700	1,4226
mar-02	0,8758	1,4224
abr-02	0,8858	1,4425
may-02	0,9170	1,4597
jun-02	0,9554	1,4835
jul-02	0,9922	1,5535
ago-02	0,9778	1,5366
sep-02	0,9808	1,5554
oct-02	0,9811	1,5575
nov-02	1,0014	1,5718
dic-02	1,0183	1,5856
ene-03	1,0622	1,6164
feb-03	1,0773	1,6088
mar-03	1,0807	1,5832
abr-03	1,0848	1,5743
may-03	1,1582	1,6238
jun-03	1,1663	1,6609
jul-03	1,1372	1,6237
ago-03	1,1139	1,5930
sep-03	1,1222	1,6102
oct-03	1,1692	1,6761
nov-03	1,1702	1,6891
dic-03	1,2286	1,7503

Fecha	USD - €	USD - GBP
ene-04	1,2613	1,8224
feb-04	1,2646	1,8684
mar-04	1,2262	1,8268
abr-04	1,1985	1,8016
may-04	1,2007	1,7880
jun-04	1,2138	1,8273
jul-04	1,2266	1,8424
ago-04	1,2176	1,8191
sep-04	1,2218	1,7933
oct-04	1,2490	1,8063
nov-04	1,2991	1,8595
dic-04	1,3408	1,9292
ene-05	1,3119	1,8777
feb-05	1,3014	1,8870
mar-05	1,3201	1,9067
abr-05	1,2938	1,8945
may-05	1,2694	1,8560
jun-05	1,2165	1,8185
jul-05	1,2037	1,7507
ago-05	1,2292	1,7938
sep-05	1,2256	1,8089
oct-05	1,2015	1,7633
nov-05	1,1786	1,7350
dic-05	1,1856	1,7451
ene-06	1,2103	1,7644
feb-06	1,1938	1,7480
mar-06	1,2020	1,7437
abr-06	1,2271	1,7666
may-06	1,2770	1,8689
jun-06	1,2650	1,8423
jul-06	1,2684	1,8441
ago-06	1,2811	1,8933
sep-06	1,2727	1,8853
oct-06	1,2611	1,8752
nov-06	1,2881	1,9113
dic-06	1,3213	1,9636

Fecha	USD - €	USD - GBP
ene-07	1,2999	1,9594
feb-07	1,3074	1,9572
mar-07	1,3242	1,9467
abr-07	1,3516	1,9896
may-07	1,3511	1,9830
jun-07	1,3419	1,9861
jul-07	1,3719	2,0342
ago-07	1,3622	2,0101
sep-07	1,3896	2,0173
oct-07	1,4227	2,0438
nov-07	1,4684	2,0712
dic-07	1,4570	2,0220
ene-08	1,4718	1,9696
feb-08	1,4748	1,9639
mar-08	1,5527	2,0050
abr-08	1,5751	1,9814
may-08	1,5557	1,9641
jun-08	1,5553	1,9649
jul-08	1,5770	1,9884
ago-08	1,4975	1,8891
sep-08	1,4370	1,7980
oct-08	1,3322	1,6941
nov-08	1,2732	1,5329
dic-08	1,3449	1,4871
ene-09	1,3239	1,4426
feb-09	1,2785	1,4417
mar-09	1,3050	1,4189
abr-09	1,3190	1,4696
may-09	1,3650	1,5437
jun-09	1,4016	1,6362
jul-09	1,4088	1,6364
ago-09	1,4268	1,6542
sep-09	1,4562	1,6340
oct-09	1,4816	1,6185
nov-09	1,4914	1,6592
dic-09	1,4614	1,6242
ene-10	1,4272	1,6163
feb-10	1,3686	1,5623
mar-10	1,3569	1,5050
abr-10	1,3406	1,5329
may-10	1,2565	1,4659
jun-10	1,2209	1,4751
jul-10	1,2770	1,5281
ago-10	1,2894	1,5654
sep-10	1,3067	1,5557
oct-10	1,3898	1,5859
nov-10	1,3661	1,5974
dic-10	1,3220	1,5588

Fecha	USD - €	USD - GBP
ene-11	1,3360	1,5770
feb-11	1,3649	1,6127
mar-11	1,3999	1,6156
abr-11	1,4442	1,6356
may-11	1,4349	1,6344
jun-11	1,4388	1,6214
jul-11	1,4264	1,6123
ago-11	1,4343	1,6361
sep-11	1,3770	1,5796
oct-11	1,3706	1,5747
nov-11	1,3556	1,5810
dic-11	1,3179	1,5614
ene-12	1,2905	1,5508
feb-12	1,3224	1,5800
mar-12	1,3201	1,5819
abr-12	1,3162	1,6015
may-12	1,2789	1,5912
jun-12	1,2526	1,5545
jul-12	1,2288	1,5589
ago-12	1,2400	1,5719
sep-12	1,2856	1,6105
oct-12	1,2974	1,6084
nov-12	1,2828	1,5957
dic-12	1,3119	1,6149

Anexo 4. Histórico de Precios del Petróleo Entre 2001 y 2013:

Fecha	USD/bbl
ene-01	25,66
feb-01	27,45
mar-01	24,42
abr-01	26,03
may-01	28,52
jun-01	27,83
jul-01	24,58
ago-01	25,74
sep-01	25,58
oct-01	20,49
nov-01	18,98
dic-01	18,89
ene-02	19,48
feb-02	20,22
mar-02	23,73
abr-02	25,66
may-02	25,33
jun-02	24,13
jul-02	25,81
ago-02	26,66
sep-02	28,38
oct-02	27,58
nov-02	24,10
dic-02	28,67
ene-03	31,32
feb-03	32,67
mar-03	30,54
abr-03	24,85
may-03	25,72
jun-03	27,51
jul-03	28,35
ago-03	29,79
sep-03	27,08
oct-03	29,65
nov-03	28,73
dic-03	29,87

Fecha	USD/bbl
ene-04	31,23
feb-04	30,83
mar-04	33,79
abr-04	33,25
may-04	37,80
jun-04	35,04
jul-04	38,32
ago-04	43,04
sep-04	43,25
oct-04	49,65
nov-04	42,84
dic-04	39,53
ene-05	44,23
feb-05	45,37
mar-05	52,91
abr-05	51,82
may-05	48,56
jun-05	54,39
jul-05	57,58
ago-05	64,12
sep-05	62,91
oct-05	58,61
nov-05	55,17
dic-05	56,91
ene-06	63,05
feb-06	60,12
mar-06	62,09
abr-06	70,35
may-06	69,83
jun-06	68,69
jul-06	73,66
ago-06	73,11
sep-06	61,71
oct-06	57,79
nov-06	58,92
dic-06	62,32

Fecha	USD/bbl
ene-07	53,68
feb-07	57,43
mar-07	62,15
abr-07	67,51
may-07	67,23
jun-07	71,55
jul-07	77,01
ago-07	70,74
sep-07	76,87
oct-07	82,50
nov-07	92,62
dic-07	90,98
ene-08	92,00
feb-08	95,04
mar-08	103,66
abr-08	108,97
may-08	122,73
jun-08	132,44
jul-08	133,19
ago-08	113,03
sep-08	98,13
oct-08	71,87
nov-08	52,51
dic-08	40,35
ene-09	43,59
feb-09	43,07
mar-09	46,55
abr-09	50,34
may-09	57,48
jun-09	68,55
jul-09	64,61
ago-09	72,83
sep-09	67,39
oct-09	72,76
nov-09	76,66
dic-09	74,28

Fecha	USD/bbl
ene-10	76,19
feb-10	73,64
mar-10	78,90
abr-10	84,89
may-10	75,17
jun-10	74,85
jul-10	75,64
ago-10	77,15
sep-10	77,80
oct-10	82,75
nov-10	85,33
dic-10	91,36
ene-11	96,54
feb-11	103,76
mar-11	114,60
abr-11	123,49
may-11	114,56
jun-11	114,04
jul-11	116,89
ago-11	110,37
sep-11	113,13
oct-11	109,44
nov-11	110,66
dic-11	107,84
ene-12	110,58
feb-12	119,56
mar-12	125,33
abr-12	119,54
may-12	110,20
jun-12	94,84
jul-12	102,59
ago-12	113,37
sep-12	112,86
oct-12	111,60
nov-12	109,11
dic-12	109,35

Fecha	USD/bbl
ene-13	113,01
feb-13	116,28
mar-13	108,37
abr-13	101,92
may-13	102,49
jun-13	102,91
jul-13	107,95
ago-13	111,25
sep-13	111,89
oct-13	109,04

Las unidades iniciales son \$/bbl, a las que para el estudio hemos aplicado el tipo de cambio de USD a € usando los valores medios mensuales de 2001 a 2013 que se pueden consultar en el anexo3.

Anexo 5. Histórico de Precios del Carbón Entre 2001 y 2013:

Fecha	\$/ton
ene-01	42,21
feb-01	40,88
mar-01	42,24
abr-01	41,07
may-01	41,85
jun-01	41,51
jul-01	40,94
ago-01	38,90
sep-01	36,72
oct-01	35,89
nov-01	35,62
dic-01	33,65
ene-02	34,34
feb-02	34,06
mar-02	34,27
abr-02	32,94
may-02	31,90
jun-02	28,90
jul-02	27,45
ago-02	25,88
sep-02	26,55
oct-02	34,40
nov-02	34,55
dic-02	34,52
ene-03	35,94
feb-03	35,95
mar-03	34,28
abr-03	32,90
may-03	32,85
jun-03	37,10
jul-03	39,10
ago-03	41,15
sep-03	44,40
oct-03	52,85
nov-03	62,55
dic-03	61,15

Fecha	\$/ton
ene-04	64,75
feb-04	70,55
mar-04	67,95
abr-04	63,80
may-04	65,55
jun-04	69,90
jul-04	78,70
ago-04	77,85
sep-04	75,45
oct-04	71,60
nov-04	78,05
dic-04	78,70
ene-05	72,20
feb-05	64,60
mar-05	66,05
abr-05	66,05
may-05	66,78
jun-05	61,50
jul-05	60,80
ago-05	58,30
sep-05	57,85
oct-05	54,90
nov-05	51,25
dic-05	52,40
ene-06	54,63
feb-06	60,75
mar-06	65,68
abr-06	62,58
may-06	59,56
jun-06	62,80
jul-06	63,51
ago-06	70,78
sep-06	65,69
oct-06	66,96
nov-06	67,53
dic-06	68,17

Fecha	\$/ton
ene-07	68,47
feb-07	69,01
mar-07	73,04
abr-07	71,89
may-07	72,30
jun-07	77,18
jul-07	79,23
ago-07	86,69
sep-07	95,74
oct-07	115,24
nov-07	127,77
dic-07	127,99
ene-08	130,10
feb-08	143,45
mar-08	139,90
abr-08	139,28
may-08	158,76
jun-08	185,64
jul-08	211,25
ago-08	192,91
sep-08	171,95
oct-08	120,72
nov-08	92,45
dic-08	80,99
ene-09	78,07
feb-09	72,19
mar-09	61,90
abr-09	66,13
may-09	63,58
jun-09	66,45
jul-09	67,61
ago-09	71,41
sep-09	68,03
oct-09	73,18
nov-09	77,40
dic-09	78,51

Fecha	\$/ton
ene-10	85,92
feb-10	75,50
mar-10	73,48
abr-10	79,62
may-10	89,77
jun-10	93,76
jul-10	92,60
ago-10	92,74
sep-10	91,95
oct-10	99,32
nov-10	106,31
dic-10	121,70
ene-11	124,13
feb-11	119,20
mar-11	125,60
abr-11	127,83
may-11	122,79
jun-11	122,69
jul-11	123,47
ago-11	124,78
sep-11	123,45
oct-11	117,59
nov-11	115,35
dic-11	111,38
ene-12	106,11
feb-12	99,37
mar-12	97,09
abr-12	96,23
may-12	86,71
jun-12	86,94
jul-12	89,01
ago-12	93,78
sep-12	89,27
oct-12	86,54
nov-12	89,53
dic-12	90,04

Fecha	\$/ton
ene-13	86,36
feb-13	87,72
mar-13	85,21
abr-13	82,45
may-13	82,04
jun-13	74,59
jul-13	74,96
ago-13	75,73
sep-13	78,25
oct-13	84,10

Anexo 6. Ejemplo de Precios del Pool (Para las 9:00 y las 20:00 de cada día de Enero 2012):

Día	Precio 9h	Precio 20h
1/1/2012	30	35.01
2/1/2012	39.26	53.54
3/1/2012	49.72	55.26
4/1/2012	49.72	53.32
5/1/2012	44.91	45
6/1/2012	33.77	51.24
7/1/2012	39.18	62.69
8/1/2012	29.27	57.5
9/1/2012	55	64.79
10/1/2012	53.6	65.38
11/1/2012	55.7	61.3
12/1/2012	55.72	67.1
13/1/2012	57.99	68.25
14/1/2012	50.06	64.59
15/1/2012	44.35	67
16/1/2012	64.58	66
17/1/2012	61	68.79
18/1/2012	63	69.5
19/1/2012	63	69.35
20/1/2012	60.24	66.25
21/1/2012	50	67.25
22/1/2012	43.57	64.59
23/1/2012	57	65.2
24/1/2012	53.54	69.32
25/1/2012	60	67.5
26/1/2012	58.53	60.09
27/1/2012	57.48	58.58
28/1/2012	40	67.5
29/1/2012	39.03	62.1
30/1/2012	56.5	68.4
31/1/2012	60.65	65.23

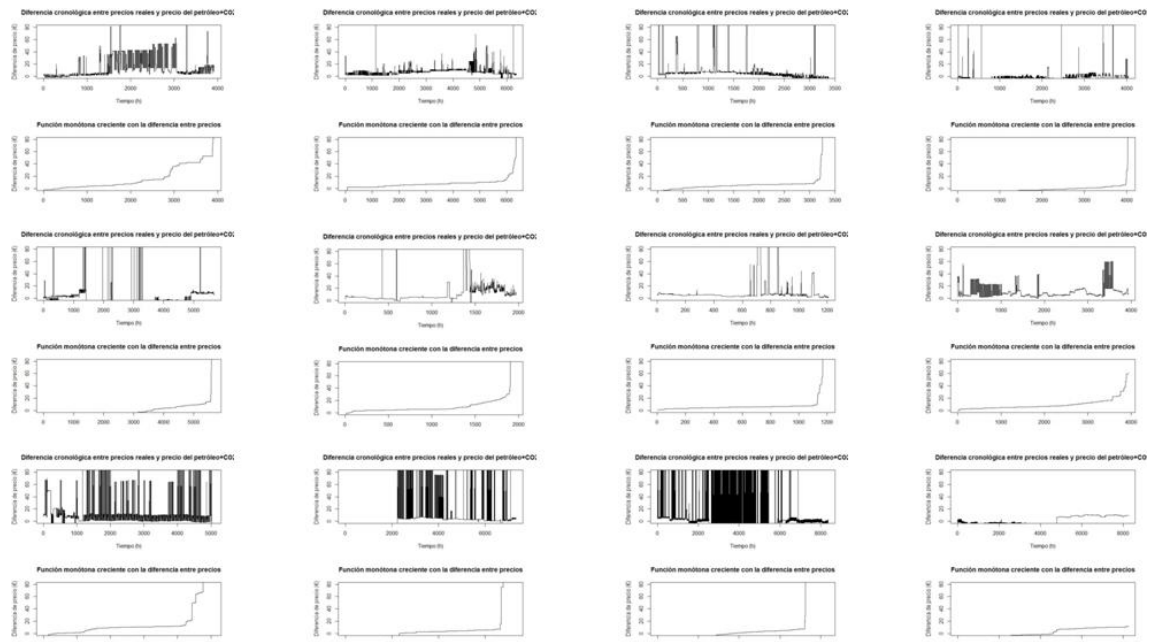
Unidad: €/MWh

Anexo 7. Diferencias Entre las Ofertas Reales y los Costes Teóricos de las Centrales Térmicas que usan Carbón Internacional:

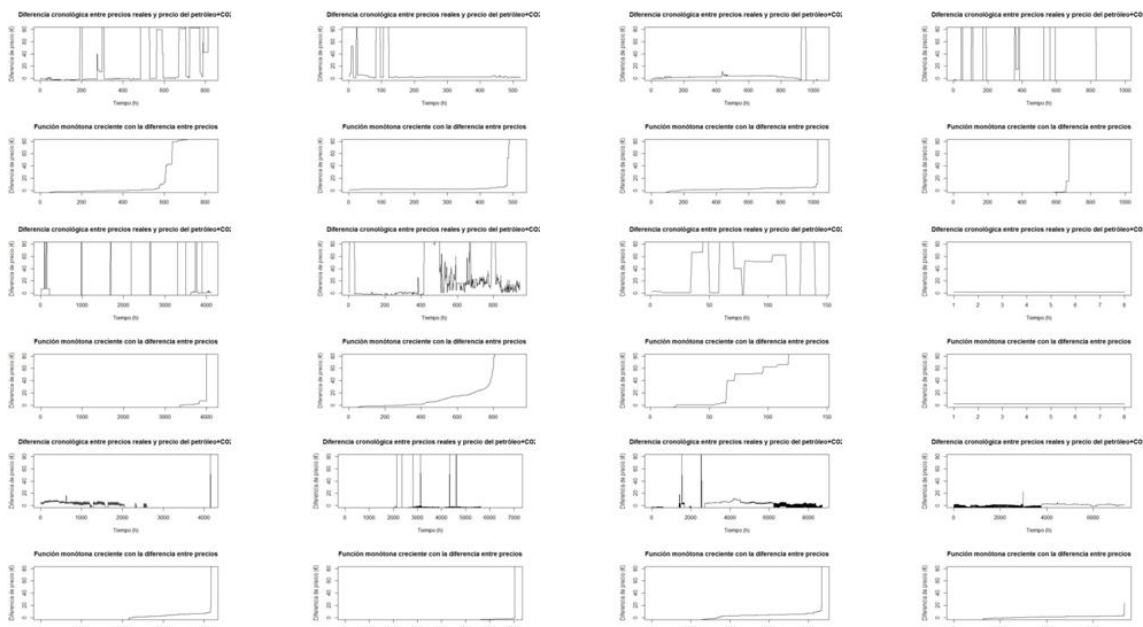
Para todas las centrales, el año al que corresponde cada una de las figuras sigue el esquema mostrado en la siguiente tabla:

2001	2002	2003	2004
2005	2006	2007	2008
2009	2010	2011	2012

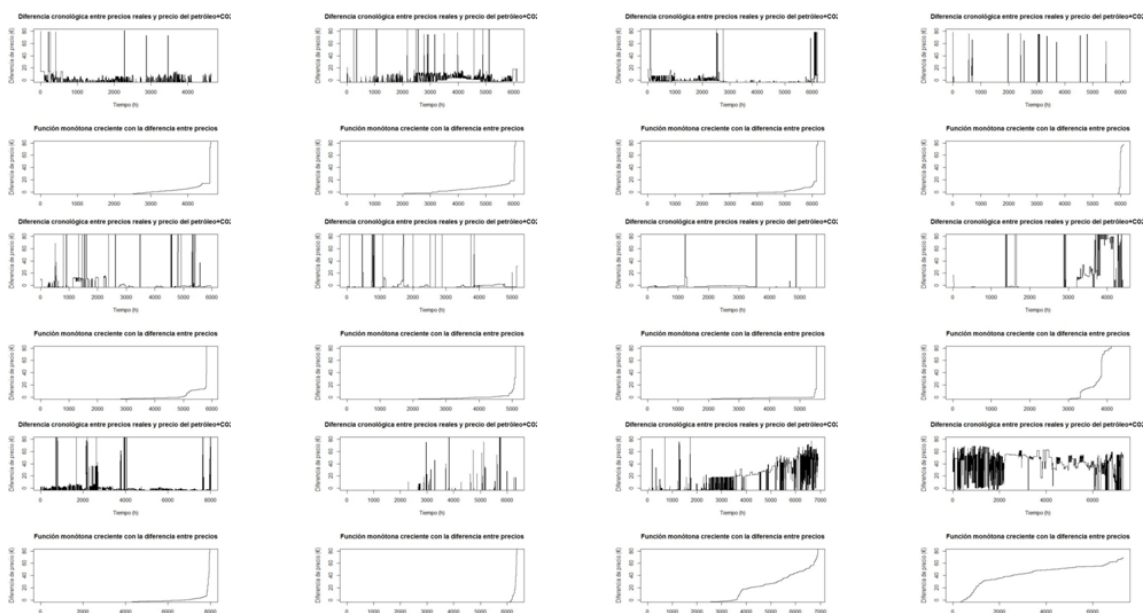
Aboño 1



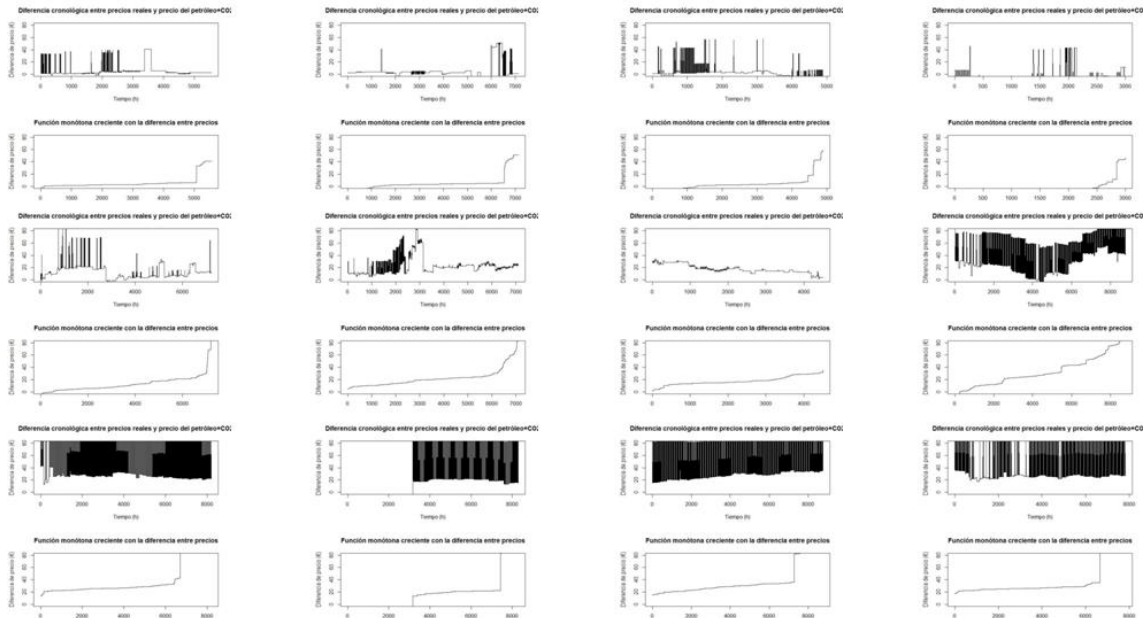
Aboño 2



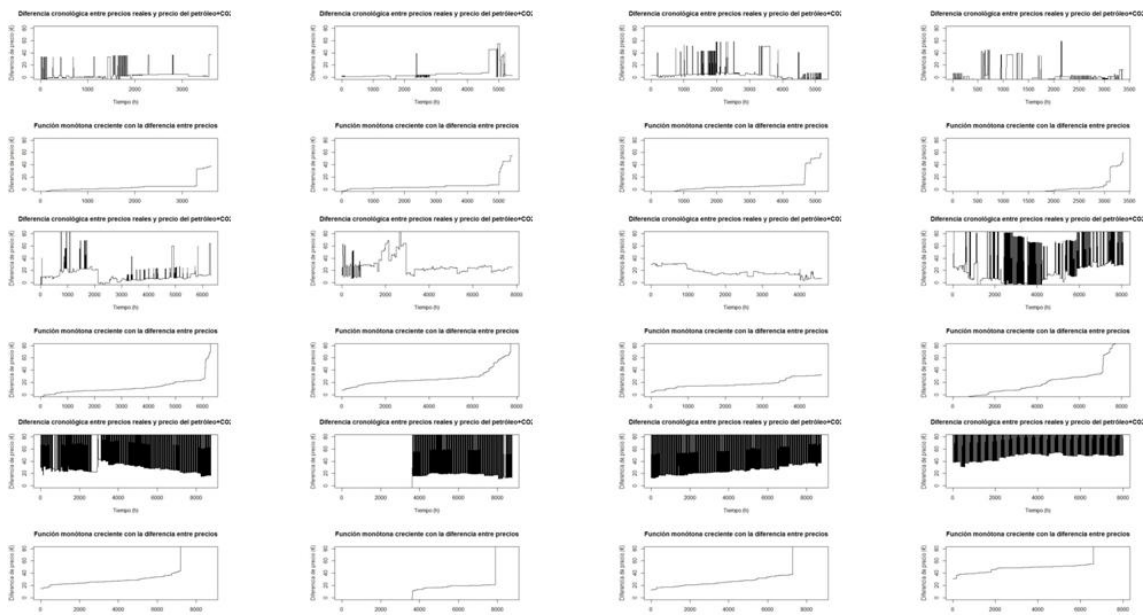
Barrios 1



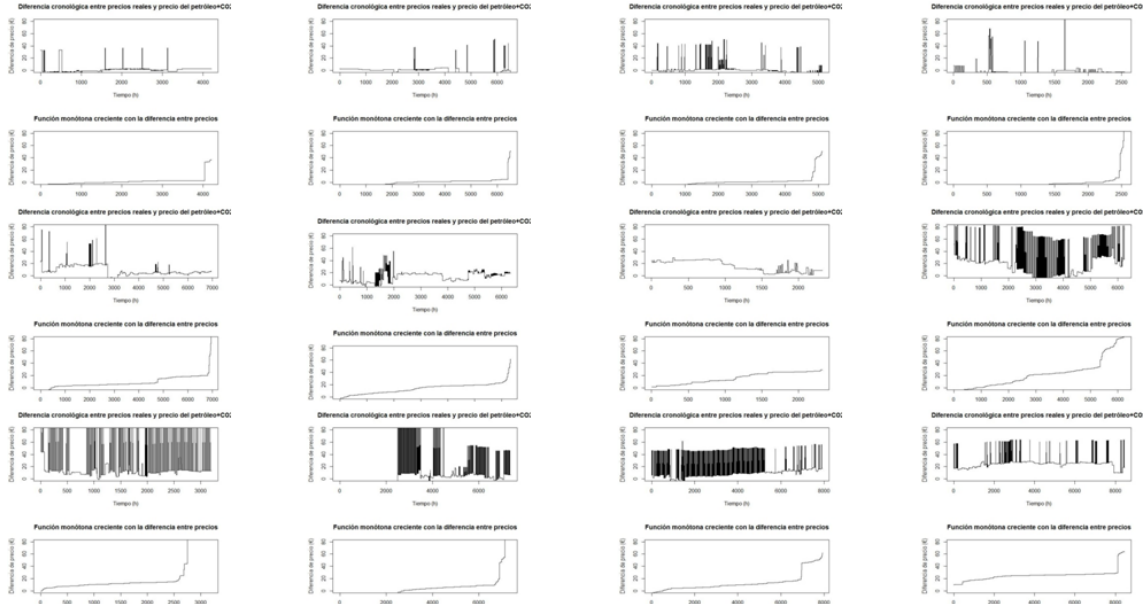
Guardo 1



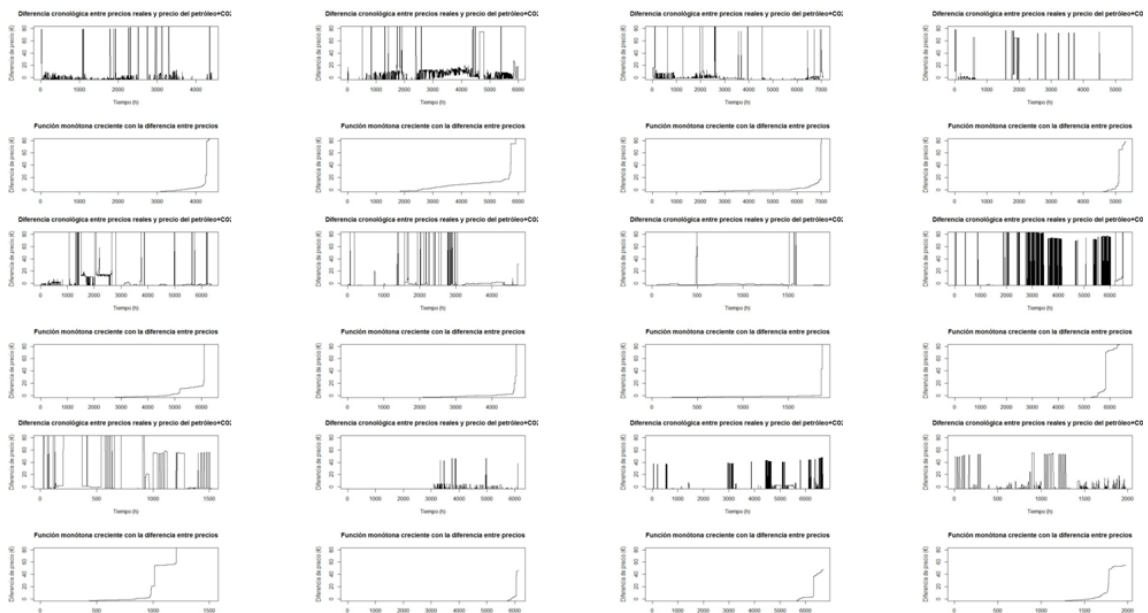
Lada 3



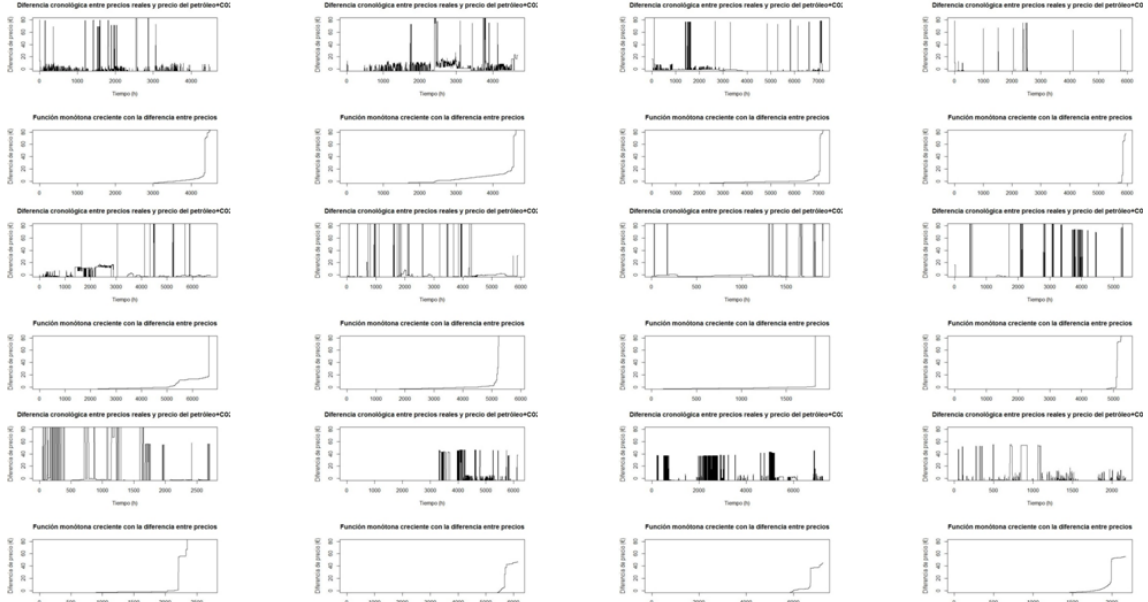
Lada 4



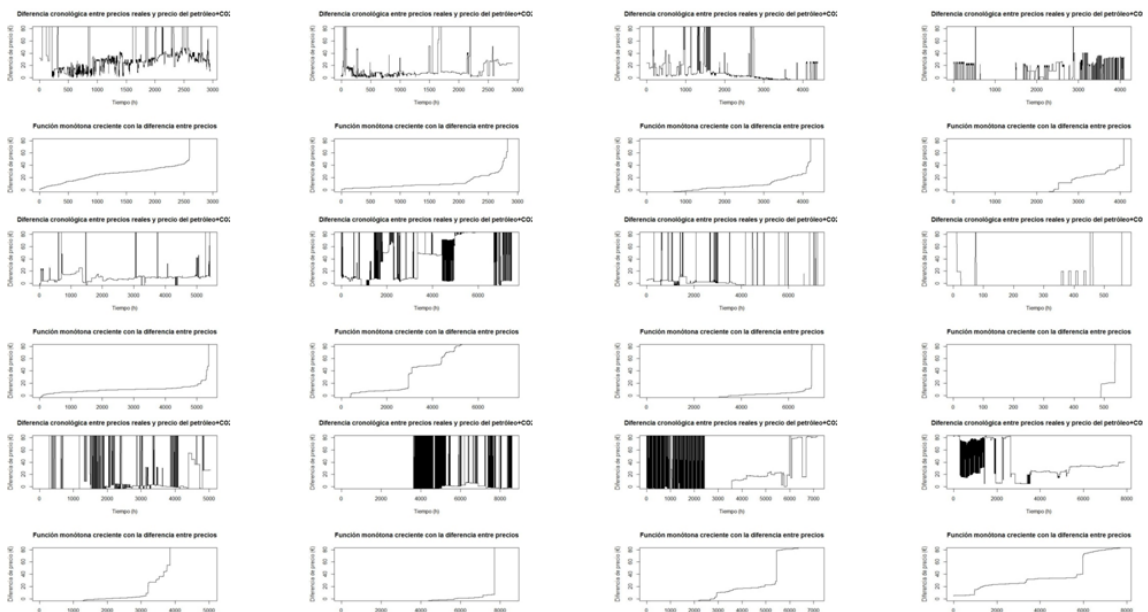
Litoral 1



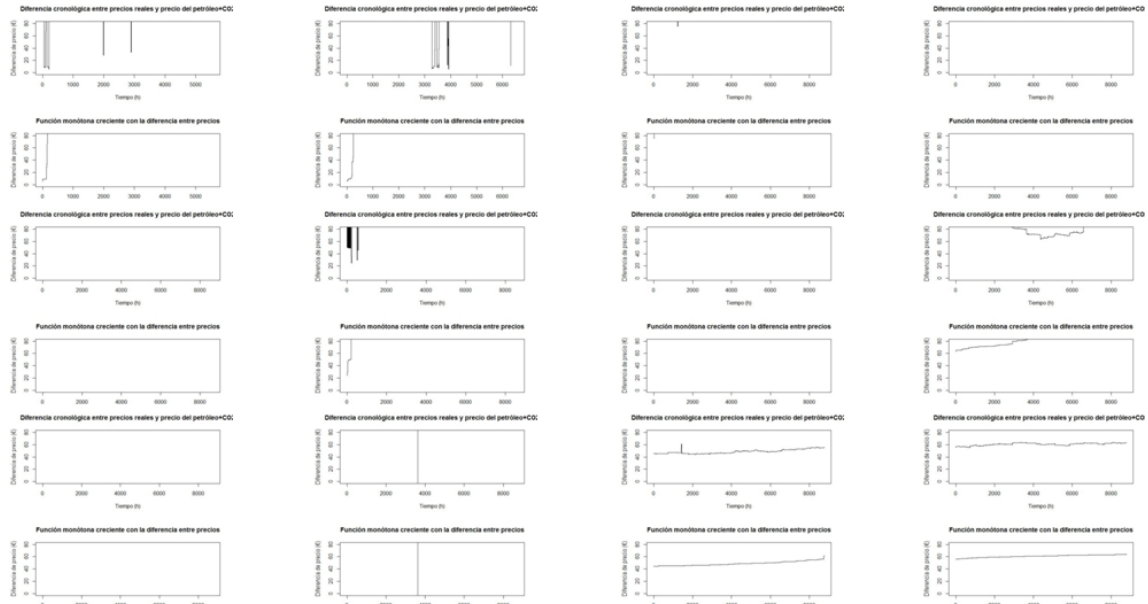
Litoral 2



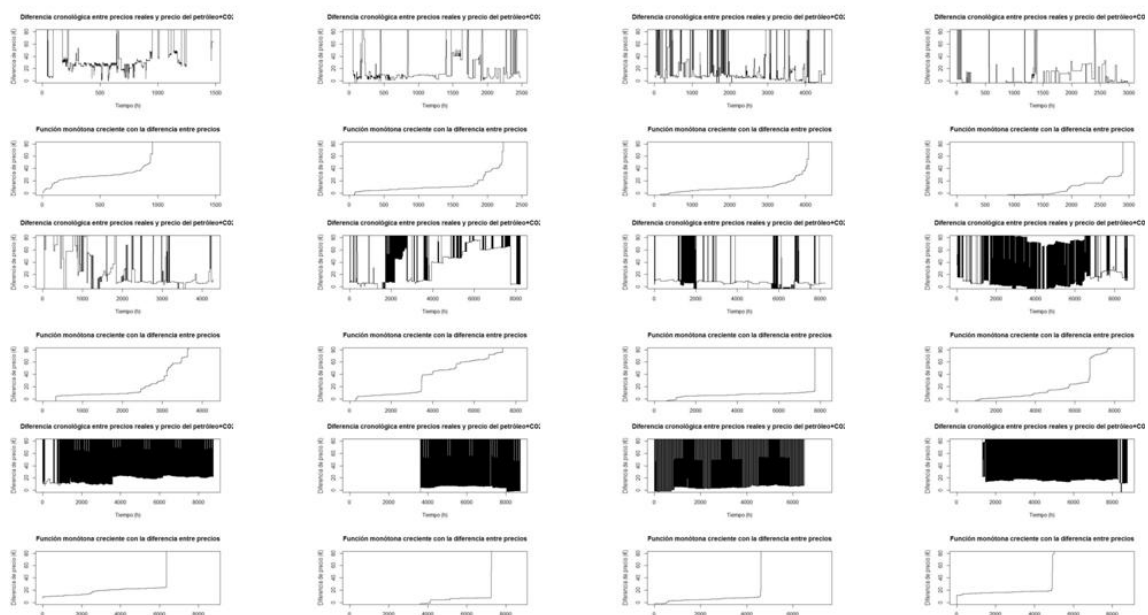
Meirama 1



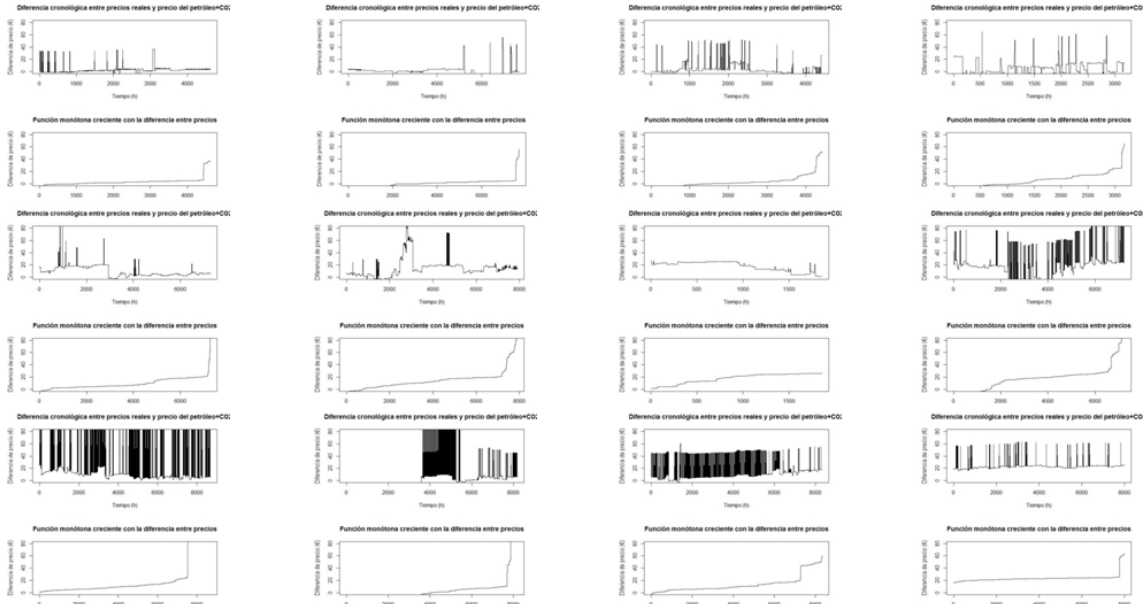
Narcea 1



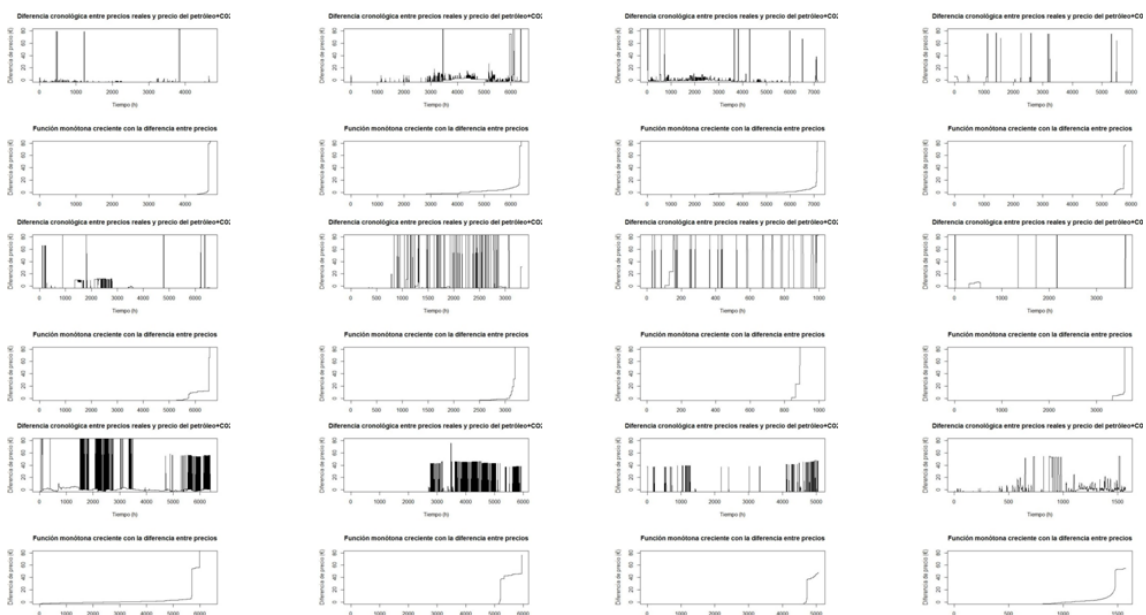
Narcea 2



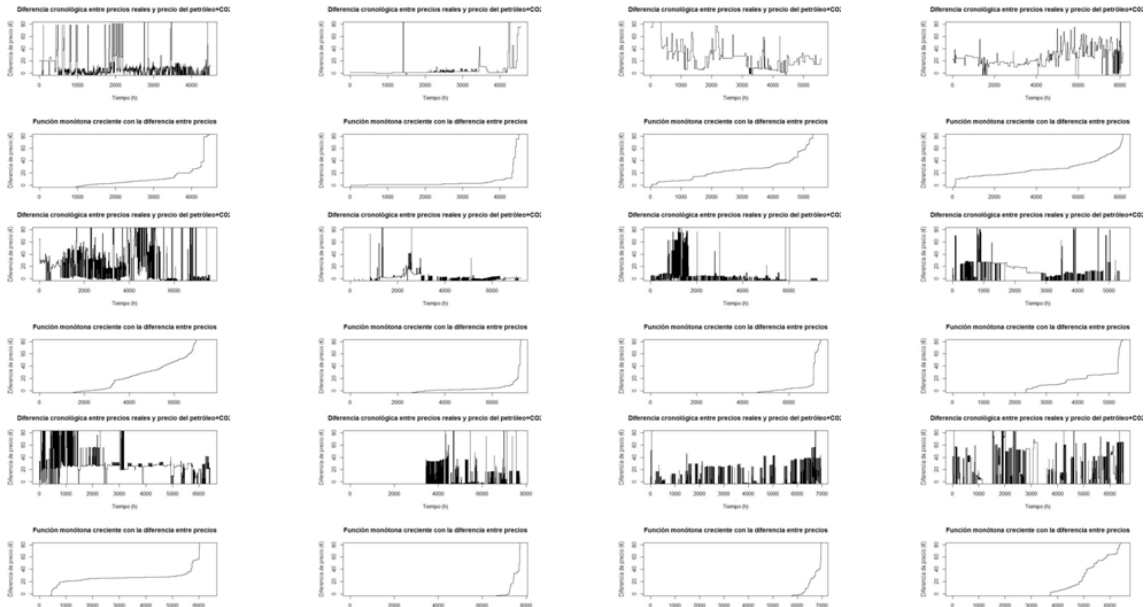
Pasajes 1



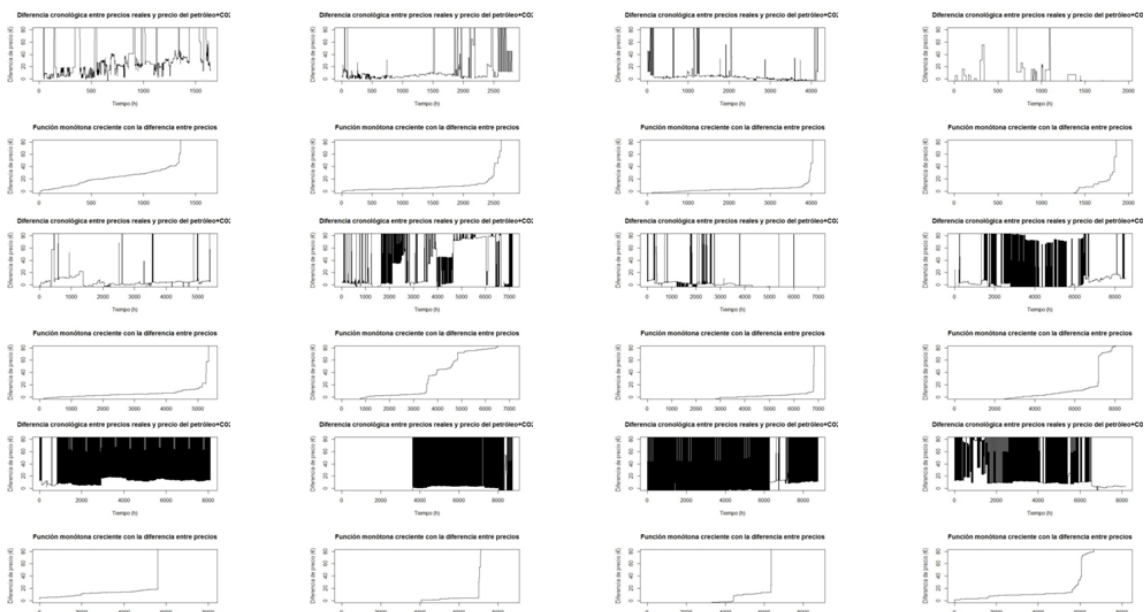
Puentes de García Rodríguez 1



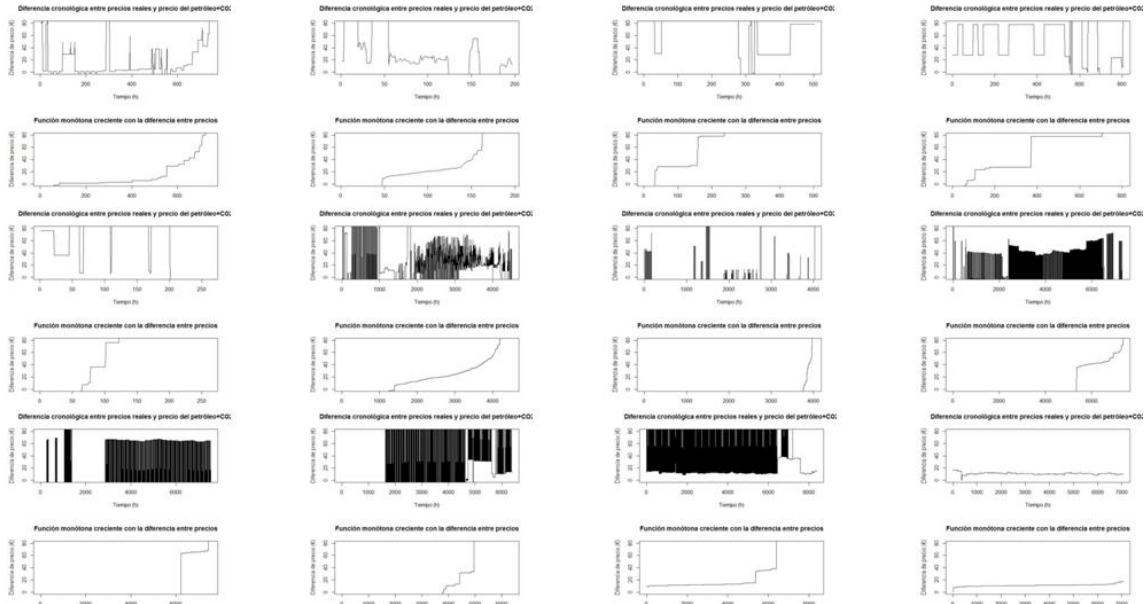
Puertollano 1



Robla 1



Soto 1



Anexo 8. Número de Horas Ofertando a Precios Inferiores al Límite Superior de Cada uno de los Bloques Definidos en la Página 44:

Horas ofertando 25€ más barato que sus costes:

	ABO1	ABO2	BRR1	CRC1	GUA1	LAD3	LAD4
2001	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	0
2004	2249	3972	1177	2384	2425	2204	2761
2005	175	553	920	751	47	321	296
2006	6751	7722	3629	6826	1672	980	2460
2007	5486	6239	2803	2407	3953	3889	4953
2008	4805	8776	4485	5348	25	702	2539
2009	3726	6340	820	217	577	25	5562
2010	3614	3636	5908	3695	3332	3204	3624
2011	361	73	3180	727	25	25	868
2012	109	1417	1547	0	961	745	337

	LIT1	LIT2	MEI1	NRC1	NRC2	PAS1	PGR1
2001	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	0
2004	1334	1241	2118	0	2852	2169	1089
2005	932	799	476	48	1473	168	928
2006	4052	2896	1293	163	557	884	5746
2007	5161	5176	2773	24	255	5247	6047
2008	2617	3622	8641	1	121	1540	8562
2009	7273	6048	3823	25	25	112	4744
2010	5725	5948	2989	841	2818	3924	6152
2011	2673	2319	441	25	1393	457	5939
2012	6704	6468	265	1	8	793	7011

	PGR2	PGR3	PGR4	PLL1	ROB1	SRI1	SRI2
2001	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	0
2004	1612	1039	1083	175	3383	645	4214
2005	856	1002	1861	1196	494	216	4401
2006	5464	6874	1616	951	1857	1191	4973
2007	5773	5618	5305	840	912	5160	4552
2008	5359	5301	5321	4178	442	0	6354
2009	2390	2552	2080	1279	660	0	6278
2010	5517	5217	5697	5268	2696	0	5506
2011	5648	5597	5520	4520	28	0	25
2012	7121	7638	7302	4162	291	0	241

Horas ofertando 7€ más barato que sus costes:

	ABO1	ABO2	BRR1	CRC1	GUA1	LAD3	LAD4
2001	4861	7964	4712	6670	3222	5221	4765
2002	2187	7912	2642	2602	1709	3333	3528
2003	5261	7737	3270	5216	4429	3693	4165
2004	4731	7804	7758	5220	7011	6618	6573
2005	4386	7831	3668	5029	1557	2469	1831
2006	6757	7742	3745	8030	1672	980	2460
2007	7413	8645	3960	5040	4275	4193	6459
2008	4805	8776	5775	7158	97	991	2539
2009	3750	6718	4181	476	577	25	5586
2010	3696	4576	7596	3818	3648	3648	3933
2011	2675	1042	3661	816	25	25	868
2012	1458	1740	1745	0	961	745	337

	LIT1	LIT2	MEI1	NRC1	NRC2	PAS1	PGR1
2001	5335	5058	5829	3209	7301	4273	5645
2002	2759	4055	5877	2008	6275	2372	2399
2003	2243	2302	4596	25	4314	4911	3160
2004	7391	8065	5273	1	6036	5882	8486
2005	3049	2738	3391	115	4805	1514	5036
2006	4100	3016	1642	163	848	884	5942
2007	6970	6947	4154	25	1146	6927	8348
2008	5919	6977	8659	1	841	2189	8658
2009	7311	6100	4802	25	25	112	4780
2010	7558	6985	3857	3648	3648	4180	7104
2011	6802	6368	2404	25	1393	457	8280
2012	7374	7154	265	1	8	793	7379

	PGR2	PGR3	PGR4	PLL1	ROB1	SRI1	SRI2
2001	5503	5653	5413	4443	7142	2945	8073
2002	2372	2359	2557	3885	5973	587	8472
2003	2581	2695	2470	3049	4616	42	8142
2004	8232	8468	8505	695	7428	662	7871
2005	4542	4607	5927	2429	3410	743	8478
2006	5619	7204	1721	2749	2099	1191	5388
2007	8138	6886	6601	3861	3803	6625	8421
2008	8363	8318	7990	4875	1604	0	6756
2009	2392	2561	2081	1595	684	0	7443
2010	7504	7374	7541	6283	3648	0	6157
2011	8240	7929	7920	5267	1064	0	25
2012	7488	7828	7533	5165	291	0	241

Horas ofertando a un precio menor que su coste:

	ABO1	ABO2	BRR1	CRC1	GUA1	LAD3	LAD4
2001	5215	8385	7164	7149	3350	6012	6361
2002	2269	7912	5886	2602	2968	3611	5095
2003	5741	7886	7541	5698	5192	4708	5772
2004	7430	8328	8627	7524	8317	7676	8205
2005	6434	7878	7694	5957	2065	2793	2311
2006	6789	8038	7864	8232	1672	980	2678
2007	7413	8656	8661	6708	4275	4193	6459
2008	4837	8776	7555	7213	277	2339	3375
2009	4072	6860	7420	530	577	25	5610
2010	3792	8723	8400	4154	3648	3648	4161
2011	4046	3434	5067	972	25	25	1383
2012	4687	3916	1913	0	961	745	337

	LIT1	LIT2	MEI1	NRC1	NRC2	PAS1	PGR1
2001	8025	7865	5829	3209	7301	5214	8747
2002	5343	6494	5892	2008	6349	4356	6929
2003	7435	8050	5756	25	4676	5928	7839
2004	8366	8653	7081	1	7534	6822	8680
2005	7036	7128	3435	115	4805	1994	8226
2006	7948	7275	1704	163	848	1627	8425
2007	8762	8579	5329	25	1599	6927	8682
2008	7711	8495	8707	1	1354	3066	8658
2009	8107	8212	5619	25	25	112	6976
2010	8522	8161	5895	3648	4158	4663	8144
2011	7841	7522	3209	25	1920	705	8400
2012	8257	8240	265	1	8	793	8097

	PGR2	PGR3	PGR4	PLL1	ROB1	SRI1	SRI2
2001	8673	8651	8602	5550	7154	2945	8121
2002	6800	6808	6631	4269	6033	587	8474
2003	7371	7166	7205	3107	5532	42	8151
2004	8433	8599	8625	748	8220	662	7938
2005	7906	7944	8211	3259	4026	743	8478
2006	8545	8227	4100	4240	2698	1191	5598
2007	8628	7167	7455	6457	5503	6625	8509
2008	8508	8465	8144	4895	3611	0	6756
2009	5245	5299	4957	1687	684	0	7443
2010	8010	8031	7960	7568	4091	0	6187
2011	8419	8085	8083	6317	4447	0	25
2012	8142	8238	8152	5207	291	0	241

Horas ofertando a un precio inferior a costes + 7€:

	ABO1	ABO2	BRR1	CRC1	GUA1	LAD3	LAD4
2001	6714	8532	8285	7776	8294	8477	8625
2002	5654	8389	7504	7793	8184	8127	8684
2003	7841	8725	8286	7268	8223	7827	8469
2004	8633	8328	8654	7889	8557	8451	8649
2005	7461	8309	7993	7859	4421	4734	6112
2006	8009	8239	8585	8553	1831	980	4024
2007	8463	8699	8684	8135	4579	4564	7003
2008	6994	8784	7555	7225	972	3389	4423
2009	5161	8638	8424	596	577	25	5968
2010	8066	8723	8462	5409	3648	3648	6979
2011	7344	8273	5223	1576	25	25	3917
2012	5213	8753	2181	0	961	745	337

	LIT1	LIT2	MEI1	NRC1	NRC2	PAS1	PGR1
2001	8571	8548	6046	3210	7334	8601	8777
2002	6418	7685	7066	2033	7150	8633	8408
2003	8279	8442	7083	25	6265	8044	8632
2004	8549	8662	7200	1	7744	7253	8749
2005	7598	7505	4809	115	5519	5638	8283
2006	8646	7992	2648	163	2359	3059	8529
2007	8762	8699	8171	25	4644	7209	8682
2008	7891	8495	8707	1	4016	3283	8778
2009	8244	8273	6891	25	25	3143	8383
2010	8708	8306	7901	3648	6232	7071	8224
2011	8406	8224	3387	25	4639	3891	8440
2012	8404	8396	1223	1	8	793	8380

	PGR2	PGR3	PGR4	PLL1	ROB1	SRI1	SRI2
2001	8726	8727	8741	6954	7367	2945	8523
2002	8404	8411	8283	7700	7666	587	8474
2003	8521	8339	8596	3897	8406	42	8151
2004	8720	8719	8713	761	8321	662	7970
2005	7992	7983	8413	4215	7649	743	8481
2006	8576	8649	8103	7424	5134	1191	5650
2007	8652	8671	8665	7956	8371	6625	8539
2008	8748	8681	8398	5243	5560	0	6766
2009	8069	8276	7908	1716	1997	0	7443
2010	8045	8089	7989	7619	7035	0	6301
2011	8452	8189	8177	6425	4447	0	25
2012	8461	8478	8437	5709	1910	0	265

Horas ofertando a un precio inferior a costes + 25€:

	ABO1	ABO2	BRR1	CRC1	GUA1	LAD3	LAD4
2001	7766	8562	8728	8609	8294	8477	8625
2002	8397	8394	8659	7997	8184	8343	8684
2003	8455	8734	8723	7748	8502	8285	8557
2004	8647	8346	8674	8088	8629	8523	8721
2005	8390	8474	8607	8343	8162	8467	8697
2006	8586	8477	8698	8601	7353	5363	8526
2007	8546	8699	8732	8338	7843	7824	8081
2008	8554	8784	7992	7596	3951	5661	6651
2009	8109	8778	8482	3644	2896	2482	8247
2010	8140	8723	8561	6702	7907	7916	8317
2011	7592	8753	6276	6666	2628	3728	7822
2012	8356	8761	2543	0	3310	745	3984

	LIT1	LIT2	MEI1	NRC1	NRC2	PAS1	PGR1
2001	8655	8634	6864	3328	7587	8601	8777
2002	8460	8627	8399	2205	8216	8633	8725
2003	8685	8664	8381	25	7986	8611	8737
2004	8577	8689	8102	1	8426	8714	8749
2005	8516	8716	8529	115	7264	8684	8723
2006	8693	8088	4244	187	4015	8090	8577
2007	8762	8699	8531	25	8288	8460	8682
2008	8015	8519	8752	1	6277	7476	8778
2009	8277	8273	6957	25	6352	7598	8383
2010	8708	8312	7901	3648	7286	8290	8224
2011	8414	8242	5845	25	6006	7750	8442
2012	8476	8450	3130	1	4923	8344	8451

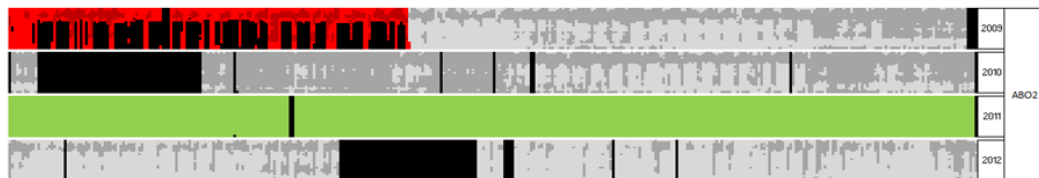
	PGR2	PGR3	PGR4	PLL1	ROB1	SRI1	SRI2
2001	8726	8751	8767	8324	7970	3695	8589
2002	8693	8702	8723	8202	8474	1777	8553
2003	8720	8676	8714	6009	8570	929	8158
2004	8730	8719	8724	4776	8613	830	8025
2005	8720	8672	8485	5197	8643	743	8491
2006	8624	8687	8622	8025	5250	1287	7258
2007	8676	8680	8683	8172	8592	6625	8588
2008	8763	8723	8419	6934	7432	0	6775
2009	8093	8300	7925	3331	6296	0	7443
2010	8045	8089	7989	7786	7035	0	6815
2011	8455	8191	8179	6700	6380	0	5391
2012	8544	8535	8516	6421	6171	0	7300

*Anexo 9. Distribución Horaria de los Clúster de las Centrales
Térmicas:*

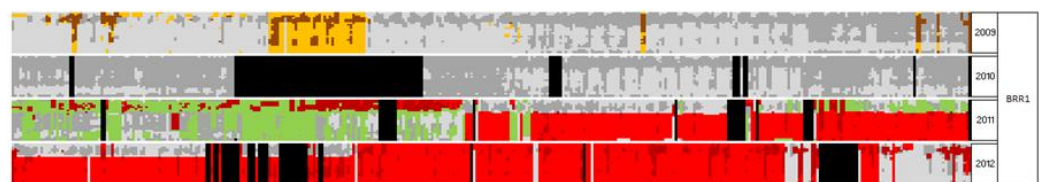
Aboño 1



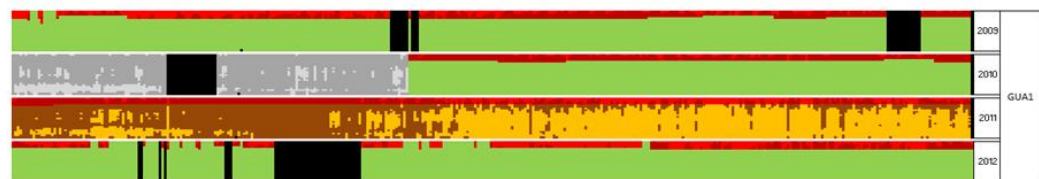
Aboño 2



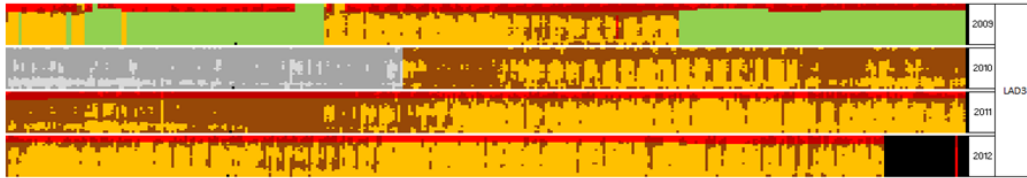
Barrios 1



Guardo 1



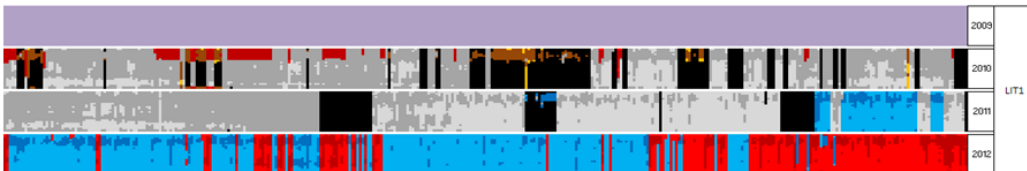
Lada 3



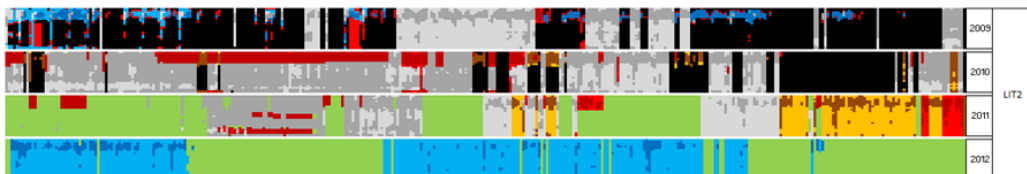
Lada 4



Litoral 1



Litoral 2



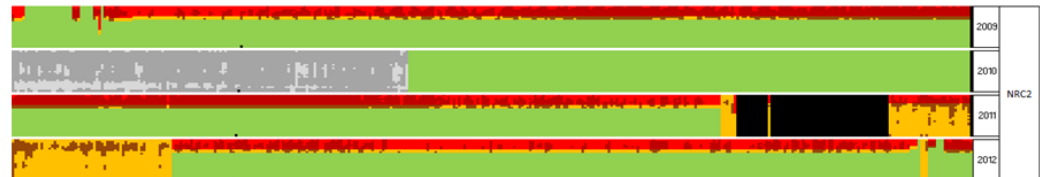
Meirama 1



Narcea 1



Narcea 2



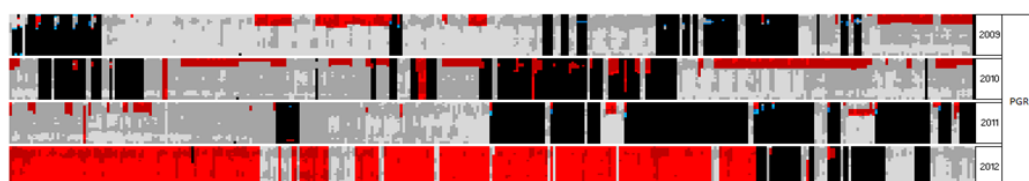
Pasajes 1



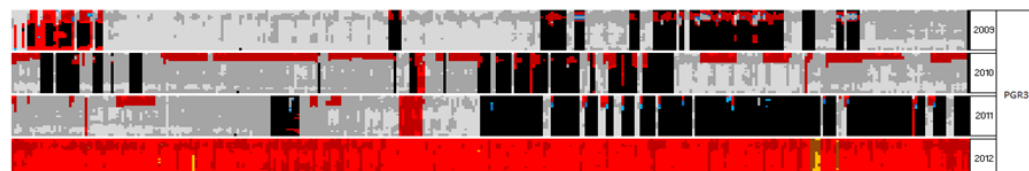
Puentes de García Rodríguez 1



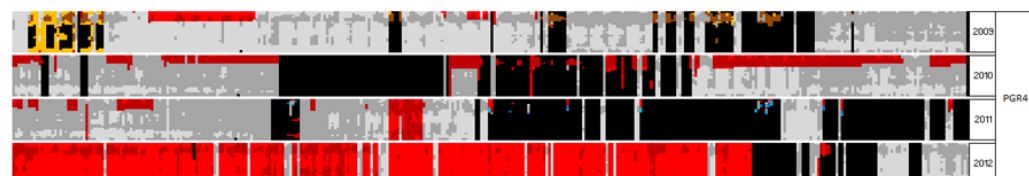
Puentes de García Rodríguez 2



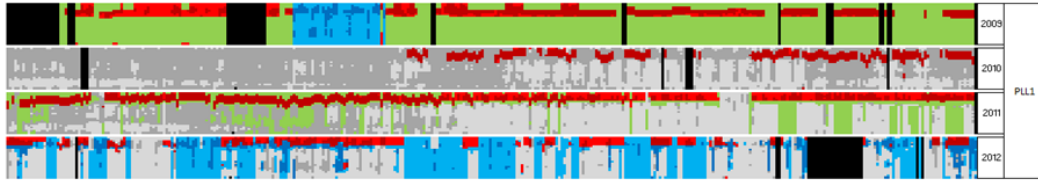
Puentes de García Rodríguez 3



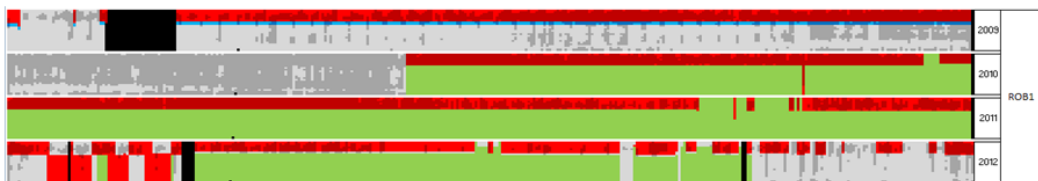
Puentes de García Rodríguez 4



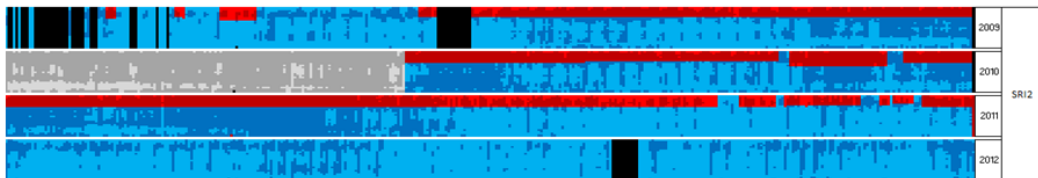
Puertollano 1



Robla 1

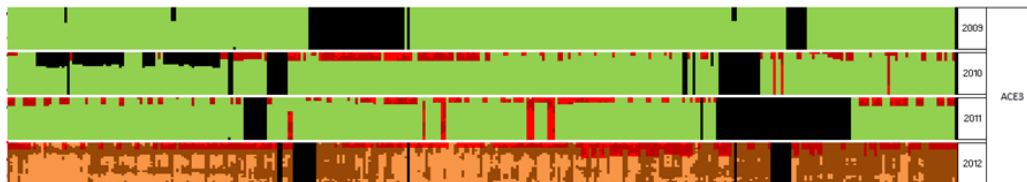


Soto 2

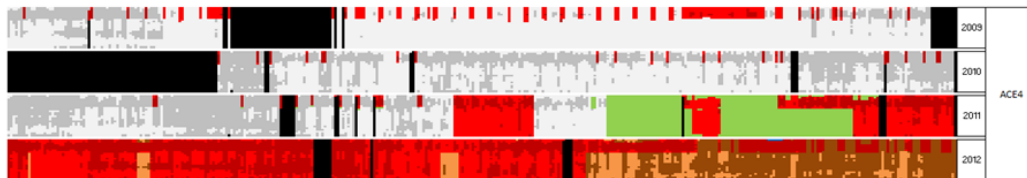


Anexo 10. Distribución Horaria de los Clúster de las Centrales de Ciclo Combinado:

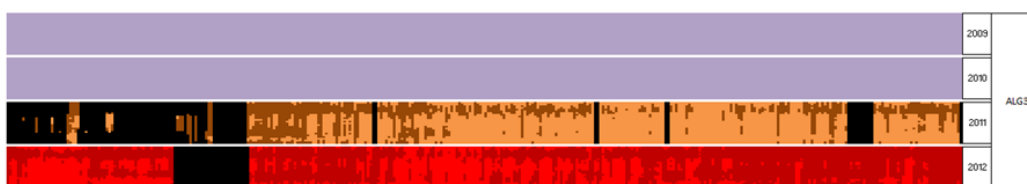
Aceca 3



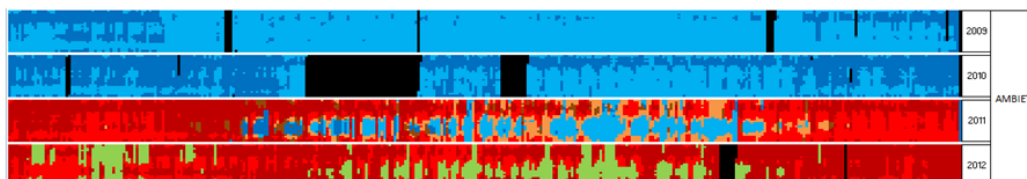
Aceca 4



Algeciras 3



Amorebieta



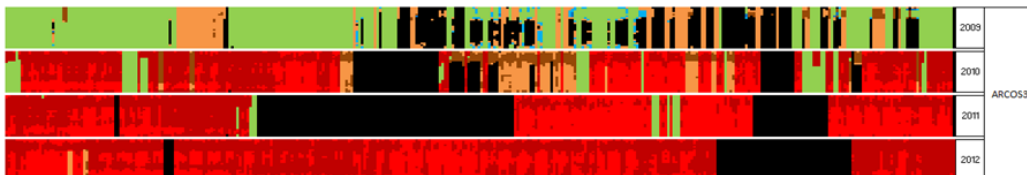
Arcos 1



Arcos 2



Arcos 3



Arrubal 1



Arrubal 2



Besós 3



Besós 4



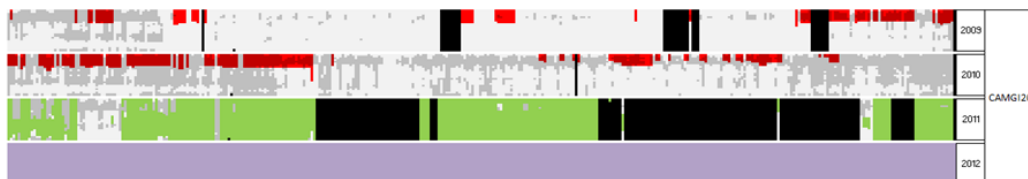
Besós 5



Campo de Gibraltar 1



Campo de Gibraltar 2



Colón 4



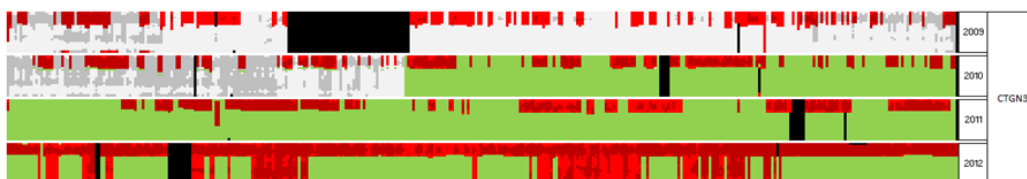
Cartagena 1



Cartagena 2



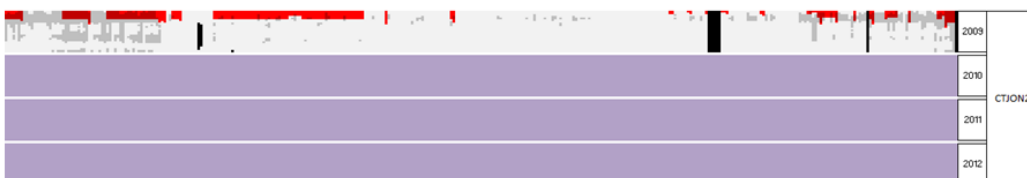
Cartagena 3



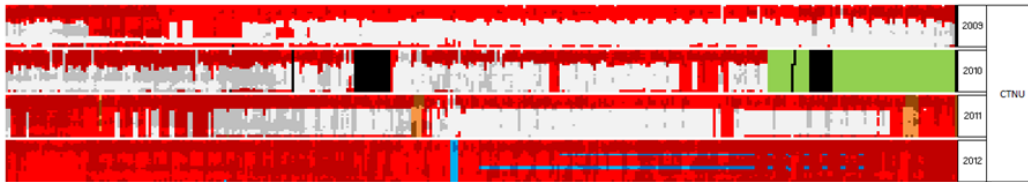
Castejón 1



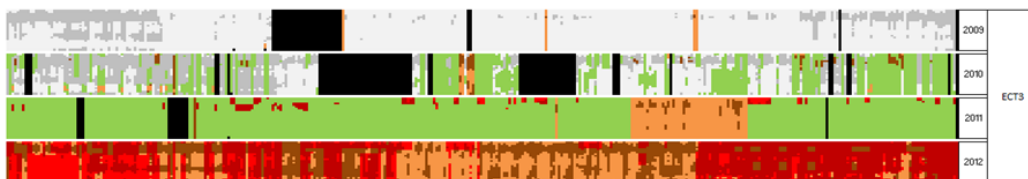
Castejón 2



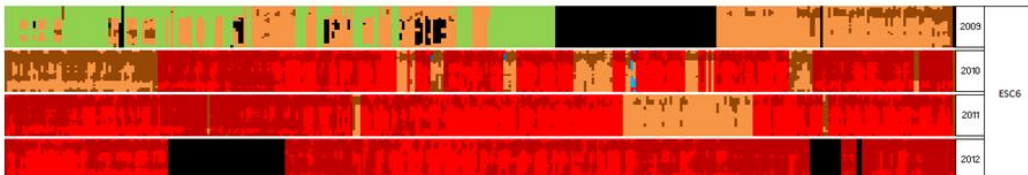
Castelnou



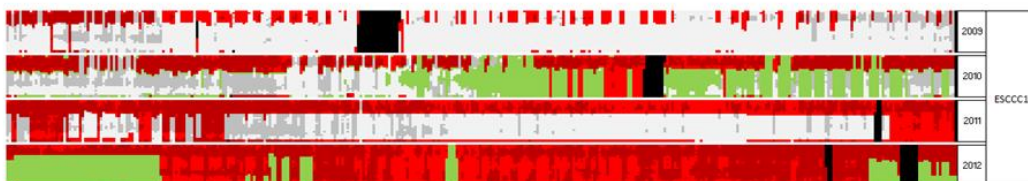
Escatrón 3



Escombreras 6



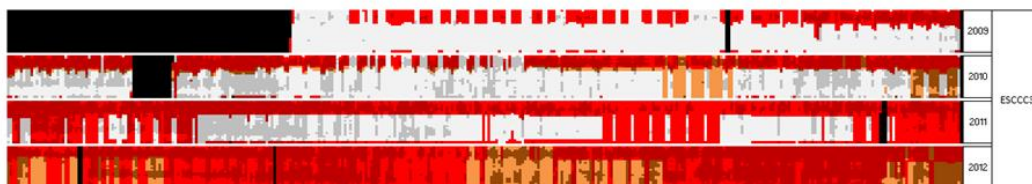
Escombreras 1



Escombreras 2



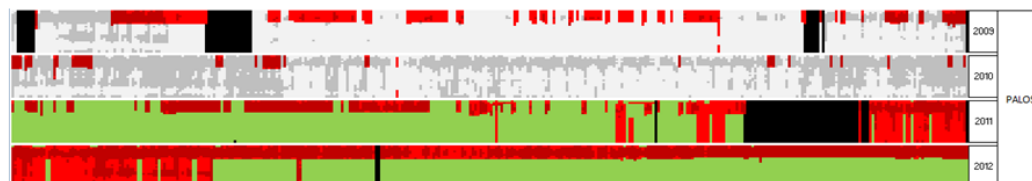
Escombreras 3



Málaga 1



Palos 1



Palos 2



Palos 3



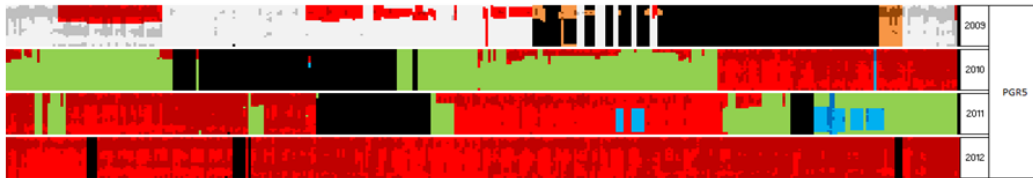
Puerto Barcelona 1



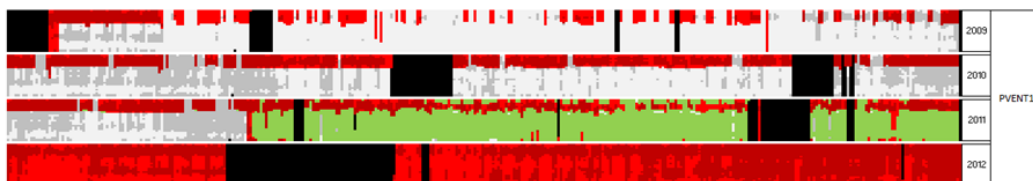
Puerto Barcelona 2



Puentes de García Rodríguez 5



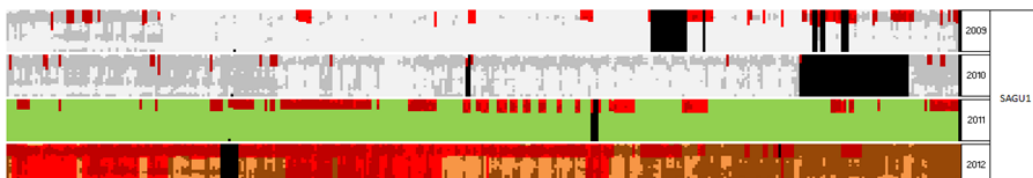
Plana de Vent 1



Plana de Vent 2



Sagunto 1



Sabón 3



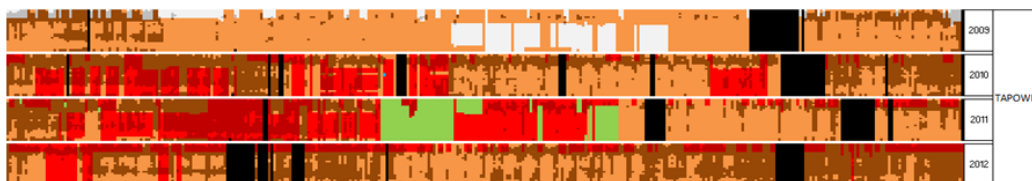
San Roque 1



San Roque 2



Tarragona Power



Tarragona



8. Bibliografía:

1. **OMIE** – “Reglas del mercado eléctrico” (<http://www.omie.es>)
2. **Pascual Sala Atienza y Sonsoles García Delgado** – “Código de electricidad y gas” (Ed. Aranzadi)
3. **David S. Moore** – “The Basic Practice of Statistics” (1.995) (Ed. Freeman and Company)
4. **The R Core Team** – “R: A Language and Environment for Statistical Computing”
5. **The R Core Team** – “An Introduction to R”
6. **Juan Carlos Correa y Nelfi González** – “Gráficos Estadísticos con R” (Universidad Nacional-Sede Medellín)
7. **Tomás del Barrio, Miquel Clar, Jordi Suriñach** – “Modelo de regresión lineal múltiple” (UOC)
8. **Sheldon M. Ross** – “Introducción a la estadística” (Ed. Reverté)
9. **Fernando Tusell** – “Análisis de regresión. Teórica y práctica basada en R” (Universidad de Bilbao)
10. **José Luis Vicente Villardón** – “Introducción al Análisis de Cluster” (Universidad de Salamanca)
11. **H. Charles Romersburg** – “Cluster analysis for researches” (Ed. Wadsworth)
12. **Leonard Kaufman y Peter J. Rousseeuw** – “An introduction to cluster analysis” (Ed. Wiley)
13. **Ricardo Fraiman y Yanina Giménez** – “Clasificación no supervisada: El método de k-medias” (Universidad de Buenos Aires)
14. **Galton, F** – “Some results of the Anthropometric Laboratory” (J. Anthropol. Inst.)

Tablas de los anexos 1, 2, 3, 4, 5 y 6 propiedad de Gas Natural Fenosa.

Referencias:

1. Lista de agentes y de unidades inscritas en el operador del mercado:
<http://www.omie.es/inicio/informacion-de-agentes/miembros-del-mercado>
<http://www.omie.es/inicio/informacion-de-agentes/miembros-del-mercado/lista-de-unidades>
2. Curvas de oferta y demanda agregada en tiempo real:
<http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>

